



Desenvolvimento de um método de deteção e análise de falhas em centrais fotovoltaicas por termografia

Manuel Maria Maia Marques Líbano Monteiro

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Prof. José Silva

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente à minha família, à minha mãe, ao meu pai, aos meus irmãos e à minha namorada, pelo apoio e incentivo à minha graduação de mestre, e à contínua colaboração na minha vida pessoal e académica.

Gostaria também de agradecer à Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa pela minha formação académica, e pelo papel que desempenhou na minha evolução pessoal e profissional, e ao Estado Português pela aposta em mim depositada.

Por fim, gostaria de agradecer ao meu professor orientador José Silva, por ter seguido de perto o desenvolvimento da minha dissertação, ao professor Guilherme Carrilho da Graça e ao professor João Serra pela disponibilização de material necessário à realização deste trabalho e aos responsáveis da área de sustentabilidade da Universidade de Lisboa por nos facultarem o acesso à central fotovoltaica da faculdade.

Resumo

A termografia é uma técnica em expansão na avaliação de centrais solares fotovoltaicas, devido à sua facilidade de operação e ao facto de não afetar a operação das centrais. Este trabalho consiste na análise termográfica da central solar fotovoltaica da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, onde foram identificados módulos fotovoltaicos com pontos quentes ou *hot-spots*. Foi elaborado um modelo gráfico da central onde se observou que os módulos com *hot-spots* se encontram em aglomerados ao invés de dispersos aleatoriamente na central. Foram estabelecidas duas hipóteses com o objetivo de explicar a origem deste fenómeno: a existência de sombreamentos parciais sobre os módulos fotovoltaicos; e a possibilidade de os inversores estarem na origem do problema. Concluiu-se que os sombreamentos parciais não estão na origem dos *hot-spots* nem dos aglomerados de módulos. Quanto aos inversores, concluiu-se que estão diretamente relacionados com os aglomerados de módulos anómalos, possivelmente sendo responsáveis pelo aparecimento de *hot-spots* devido a problemas nas ligações elétricas entre os inversores e os módulos, ou por estes terem estado a operar indevidamente durante um período de tempo indeterminado.

Palavras Chave: Solar fotovoltaico, Termografia, *Hot-spots*

Abstract

Thermography is a growing technique for the evaluation of solar photovoltaic systems thanks to its simplicity and the fact it doesn't affect the system operation. This dissertation regards the thermographic analysis of the solar photovoltaic system installed in the Faculty of Sciences of the University of Lisbon, where hot-spots were identified in some solar modules. A map was elaborated where it was observed that the modules were displayed in groups instead of randomly disperse across the system. Two hypotheses were tested with the objective of explaining the observed phenomenon: the existence of partial shading over the photovoltaic modules; and the possibility of the inverters to be the origins of the problem. It was concluded that partial shading was not responsible for hot-spot formation nor for the existence of the hot-spot-modules groups. Regarding the inverters hypotheses, it was concluded that they are directly related with the agglomerations of hot-spot modules, thus potentially the source of hot-spot formations, possibly due to connection problems between the inverters and the modules, or possibly because the inverters were operating incorrectly for an undetermined amount of time.

Keywords: Solar photovoltaics, Thermography, Hot-spots

Índice

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE TABELAS	IX
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
SIMBOLOGIA	XV
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL.....	1
1.2 MOTIVAÇÃO E ESTRUTURA	3
2 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS.....	5
2.1 CÉLULA SOLAR	5
2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	13
2.2.1 <i>Evolução dos módulos PV</i>	15
3 PROBLEMAS TÍPICOS EM MÓDULOS E SISTEMAS PV	17
3.1 PROBLEMAS TÍPICOS EM MÓDULOS PV	17
3.1.1 <i>Problemas de encapsulamento</i>	19
3.1.2 <i>Corrosão</i>	20
3.1.3 <i>Acumulação de poeiras</i>	20
3.1.4 <i>Hot-spots</i>	21
3.2 INFLUÊNCIA DE SOMBREAMENTOS PARCIAIS	22
3.3 COMPONENTES E ORIGENS DE FALHAS EM SISTEMAS PV	26
4 TERMOGRAFIA	29
4.1 DEFINIÇÃO E APLICAÇÕES	29
4.2 ENQUADRAMENTO TEÓRICO	29
4.3 APLICAÇÕES NO CONTEXTO PV	30
4.4 TECNOLOGIAS	31
4.4.1 <i>Matrizes de plano focal</i>	31
4.4.2 <i>Tipos de detetores</i>	32
5 CENTRAL DE MINI GERAÇÃO PV DA FACULDADE DE CIÊNCIAS DA UL.....	35
5.1 CARACTERIZAÇÃO	35
5.2 EQUIPAMENTOS.....	36
5.2.1 <i>Sistema de monitorização de dados</i>	36
5.2.2 <i>Módulos PV</i>	36
5.2.3 <i>Inversores</i>	37
5.2.4 <i>Quadros DC Parciais</i>	37
5.2.5 <i>Quadro AC do inversor</i>	37
5.2.6 <i>Quadro Geral AC</i>	37

6	APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS	39
6.1	CÂMARAS TÉRMICAS	39
6.2	MODELO GRÁFICO DA CENTRAL DE MINI GERAÇÃO DA FCUL.....	41
6.3	ESTUDO DOS SOMBREAMENTOS NA CENTRAL.....	45
6.4	RELAÇÃO ENTRE OS PAINÉIS IDENTIFICADOS E OS INVERSORES.....	46
6.5	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	48
7	CONCLUSÃO	51
	BIBLIOGRAFIA.....	53
	ANEXOS	59
	A - PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL	59
	B – LISTAGEM DOS MELHORES MÓDULOS PV EM 2018.....	63
	C - ESQUEMAS ELÉTRICOS UNIFILARES DOS EDIFÍCIOS C1, C2 E C4	65
	D – ESPECIFICAÇÕES DOS MÓDULOS PV	67
	E - ESPECIFICAÇÕES DOS INVERSORES.....	71
	F - HORAS DIÁRIAS A QUE AS SECÇÕES ESTÃO SUJEITAS A SOMBREAMENTOS PARCIAIS	75

Índice de tabelas

Tabela 3.1 - Frequência de falhas num módulo PV.	19
Tabela 3.2 – Componentes em falha em sistemas fotovoltaicos.....	26
Tabela 3.3 – Origens de falhas em sistemas fotovoltaicos.....	27
Tabela 5.1 - Distribuição de módulos e inversores por edifício.....	35
Tabela 5.2 - Características dos módulos PV Conergy PH 245P.....	36
Tabela 5.3 - Características dos inversores IPG 8T e IPG 15T.....	37

Índice de gráficos

Gráfico 6.1 - Relação entre a temperatura e as unidades ADU.....	40
Gráfico 6.2 - Tempo total em horas a que as secções estão expostas a sombreamento parcial num ano. Entende-se por C1SI edifício C1 Secção I, e assim sucessivamente.	45
Gráfico 6.3 - Relação entre o número de painéis identificados com <i>hot-spot</i> e o número do inversor a que se encontra ligado no edifício C1.	47
Gráfico A.1 - População mundial de 1950 a 2015.	59
Gráfico A.2 - Previsão da população mundial entre 2015 e 2100.....	59
Gráfico A.3 - Consumo mundial de energia primária entre 2006 e 2016.	60
Gráfico A.4 - Produção mundial de energia elétrica entre 2006 e 2016.	61
Gráfico A.5 - Previsão da produção mundial de energia elétrica entre 2020 e 2040.....	62

Índice de figuras

Figura 2.1 - Estrutura de células solares de silício de junção p-n tipo p.	5
Figura 2.2 - Campo elétrico intrínseco de uma junção p-n. E representa o campo elétrico da zona de depleção.	7
Figura 2.3 - Diagrama de energia de uma junção p-n no escuro, sem voltagem aplicada e em equilíbrio térmico. O contacto dos eletrões encontra-se em $x=0$ e o dos buracos em $x=10$	8
Figura 2.4 - Diagrama de energia de uma junção p-n sob iluminação. O contacto dos eletrões encontra-se em $x=0$ e o dos buracos em $x=10$. A tensão da junção é a diferença entre as energias de Fermi do contacto negativo, dos eletrões, e do contacto positivo, dos buracos, e está representada com duas linhas horizontais a <i>bold</i>	9
Figura 2.5 - Distribuição espacial das condutividades dos eletrões e dos buracos na junção p-n sob iluminação. O contacto dos eletrões encontra-se em $x=0$ e o dos buracos em $x=10$	10
Figura 2.6 - Curva característica I-V de uma célula solar.	12
Figura 2.7 - Resistências parasitas em células solares.	12
Figura 2.8 - Estrutura típica de um módulo PV.	13
Figura 2.9 - Variação da emissividade e da refletividade do módulo PV em função do ângulo de incidência, na banda espectral entre 8 e 12 μm	14
Figura 3.1 - Módulos PV fora de serviço Pré-Block V.	18
Figura 3.2 - Módulos PV fora de serviço Block V.	18
Figura 3.3 - Características elétricas de células solares numa ligação em série parcialmente sombreada. O módulo PV3 encontra-se sombreado e fica inversamente polarizado.	22
Figura 3.4 - Comparação da curva I-V em regime inverso a) e regime normal b) de 33 células de um módulo PV.	23
Figura 3.5 - Comparação entre a curva característica I-V do sistema PV quando exposto a radiação uniforme C1, quando exposto a sombreamento parcial sem utilização de díodos de <i>bypass</i> C2 e quando exposto a sombreamento parcial utilizando díodos de <i>bypass</i> C3.	25
Figura 3.6 - Comparação entre a curva característica P-V do sistema PV quando exposto a radiação uniforme C1, quando exposto a sombreamento parcial sem utilização de díodos de <i>bypass</i> C2 e quando exposto a sombreamento parcial utilizando díodos de <i>bypass</i> C3.	25
Figura 4.1 - Esquema de um microbolómetro resistivo com pontes suspensas.	33
Figura 6.1 - Câmaras termográficas Gobi384 (à esquerda) e FLIR i7 (à direita).	39
Figura 6.2 - Fotografias térmicas de módulos PV da central, captadas pela câmara FLIR i7.	41

Figura 6.3 - Mapa da central. A vermelho encontram-se os módulos PV que apresentam anomalias térmicas. A roxo encontram-se os módulos PV que não foi possível analisar.	42
Figura 6.4 - Secções do edifício C1.	42
Figura 6.5 - Secções do edifício C2.	43
Figura 6.6 - Secções do edifício C4.	43
Figura 6.7 - Estrutura de betão que impossibilita obter uma imagem térmica dos painéis da linha superiores.	44
Figura 6.8 - Relação entre os módulos PV que apresentaram anomalias térmicas e os respetivos inversores.	47
Figura A.1 - Consumo mundial de energia primária por fonte em 2015. Total: 13647 Mtep.	60
Figura A.2 - Consumo mundial de energia final por fonte em 2015. Total: 9384 Mtep.	60
Figura A.3 - Representação das renováveis na energia final mundial em 2015.	61
Figura A.4 - Renováveis alternativas na energia final por fonte em 2015, excluindo a energia proveniente de biomassa tradicional.	61
Figura A.5 - Produção mundial de energia elétrica por tipo em 2015. Total: 24100 TWh.	62
Figura A.6 - Energia elétrica renovável por fonte em 2015. Total: 5660 TWh.	62

Simbologia

h^+	Buraco
\vec{E}	Campo elétrico
E_g	Energia de <i>bandgap</i>
F_k	Força resultante da espécie k
e^-	Elétrão
j_h	Corrente de cargas de buracos
j_e	Corrente de cargas de elétrons
β_ν	Radiância espectral
ε	Carga elétrica elementar
ε	Emissividade
ε	Emissividade
ε_{FC}	Energia de <i>quasi</i> -Fermi da banda de condução
ε_{FV}	Energia de <i>quasi</i> -Fermi da banda de valência
η_h	Potencial eletroquímico dos buracos
η_e	Potencial eletroquímico dos elétrons
η_k	Potencial eletroquímico das partículas de espécie k
ν	Frequência
σ	Constante de Stefan-Boltzmann
σ_h	Condutividade elétrica dos buracos
σ_e	Condutividade elétrica dos elétrons
φ	Potencial elétrico
$^{\circ}\text{C}$	Graus Celcius
AC	Corrente alterna
ADU	<i>Analog to digital</i>
BOS	<i>Balance of System</i>
c	Velocidade da luz
D&D	Efeito de descoloração e delaminação
DC	Corrente contínua
E	Energia

EUA	Estados Unidos da América
eV	Eletrão-Volt
EVA	Etil vinil acetato
FCUL	Faculdade de Ciências da Faculdade de Lisboa
FPA	Matriz de plano focal
h	Constante de Planck
I	Corrente elétrica
I_{\max}	Corrente de operação nominal
IR	Infravermelho
IRENA	International Renewable Energy Agency
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
JPL	Jet Propulsion Laboratory
k_B	Constante de Boltzmann
LWIR	Longo comprimento de onda infravermelho
M	Radiação térmica emitida por um corpo
MPP	Ponto de potência máxima
MWIR	Médio comprimento de onda infravermelho
P_{\max}	Potência nominal
PV	Fotovoltaico
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
ROIC	Circuito de leitura integrado
R_s	Resistência série
R_{SH}	Resistência de curto-circuito
SWIR	Curto comprimento de onda infravermelho
T	Temperatura em Kelvin
Tep	Toneladas equivalentes de petróleo
UV	Ultravioleta
V	Tensão elétrica
V_{\max}	Tensão de operação nominal
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
W	Watt

1 Introdução

1.1 Panorama energético mundial

Todas as formas de vida conhecidas necessitam de energia para viver. Os seres humanos não são exceção e desde os primórdios da nossa existência que utilizamos energia para realizar tarefas essenciais à vida, começando pelos alimentos que ingerimos, passando pela utilização do fogo para aquecimento e confecção de alimentos, até às mais recentes tecnologias de produção de energia que sustentam toda a sociedade em que vivemos.

A população mundial está em constante crescimento, tendo aumentado cerca de 198% desde 1950 até 2017, e a previsão, de acordo com as Nações Unidas, é que aumentará cerca de 48% entre 2017 e 2100 [1]. Estas tendências encontram-se representadas no anexo A, Gráfico A.1 e Gráfico A.2. O aumento de população reflete-se nas necessidades globais, originando um grande aumento da procura de energia.

O consumo total de energia primária em 2016 foi de 13276.3 milhões de toneladas equivalentes de petróleo tep, o que representa um aumento de 17.8% em 10 anos [2](anexo A, Gráfico A.3). O consumo per capita, no ano de 2006, foi de 1.70 tep, e no ano de 2016 foi de 1.77 tep [1],[2], [3]. Houve, portanto, um aumento de aproximadamente 4.1% do consumo mundial per capita de energia primária.

Os combustíveis fósseis continuam a ser a fonte mais importante de energia, sendo que em 2015 representaram em conjunto 81.4% do consumo mundial de energia primária [4](anexo A, Figura 2.1).

Relativamente ao consumo mundial de energia final em 2015, este foi estimado em 9384 milhões de tep, onde as duas maiores fontes de energia são o petróleo com 41.0% e a eletricidade com 18.5%, seguidos pelo gás natural com 14.9% [4](anexo A, Figura A.2). Verifica-se que o consumo de carvão foi já ligeiramente ultrapassado pela combinação de biocombustíveis e resíduos. No entanto, os diferentes combustíveis fósseis combinados representam a maior fatia da energia primária consumida, sendo que a International Renewable Energy Agency IRENA estima este valor em 79.6% em 2014 [5], enquanto a Renewable Energy Policy Network for the 21st Century REN21 estima este valor em 78.4% em 2015 [6].

A penetração das energias renováveis na energia final foi estimada em 19.3%, dos quais 10.2% representa a energia produzida por tecnologias renováveis alternativas e 9.1% corresponde a biomassa tradicional [6](anexo A, Figura A.3). As tecnologias renováveis alternativas, neste contexto, representam a energia térmica proveniente da geotérmica, solar térmica e biomassa, e a energia elétrica proveniente da hídrica, eólica, solar fotovoltaica e de concentração, biocombustíveis para transportes, biomassa e geotérmica.

Considerando somente a energia proveniente das tecnologias renováveis alternativas, verifica-se que o consumo para aquecimento representa a maior parcela com 41.2%, seguido pela energia produzida pelas centrais hidroelétricas, com 35.3%. Já a produção elétrica proveniente de fontes renováveis, excluindo a hídrica, surge em terceiro, acima dos biocombustíveis para transporte [6](anexo A, Figura A.4).

De todas as formas de energia por nós consumida, uma é considerada especial: a energia elétrica. Esta foi no ano 2000 considerada pela National Academy of Sciences dos Estados Unidos da América como o maior avanço tecnológico do século [7], numa lista que compreende as vinte maiores inovações tecnológicas que mais contribuíram para o aumento da qualidade de vida [8].

A energia elétrica tem este estatuto pois é a forma de energia mais versátil até hoje conhecida, sendo utilizada em inúmeras aplicações. Algumas das características mais importantes são a sua fácil conversão a partir de outras fontes de energia, fácil transporte e distribuição, poder de realizar trabalho mecânico, utilização para iluminação e eletrónica, o seu uso final é não poluente e tem uma eficiência de utilização final muito elevada. Em 10 anos, entre 2006 e 2016, verificou-se um grande aumento na produção de eletricidade, na ordem dos 29.7% [2](anexo A, Gráfico A.4). Relativamente ao futuro, as previsões apontam para um grande crescimento, na ordem dos 41.5% entre 2020 e 2040 [9](anexo A, Gráfico A.5).

Tal como dito anteriormente, a utilização final de energia elétrica é não poluente, mas a sua conversão a partir de outras fontes de energia pode ser ou não. Estimativas de 2015 colocam a produção desta energia como 23.5% a partir de fontes renováveis e 76.5% de não renováveis a nível mundial [5](anexo A, Figura A.5).

Considerando a energia elétrica proveniente de fontes renováveis, a hidroelétrica surge em primeiro lugar com quase três quartos da produção, seguida da eólica e da bioenergia. A energia

fotovoltaica representa 4.3% da produção de energia elétrica renovável [5](anexo A, Figura A.6).

1.2 Motivação e Estrutura

Um dos maiores desafios que a humanidade enfrenta atualmente é alcançar uma gestão de energia eficiente, conservando o meio ambiente. A procura de energia está em constante crescimento, e ter-se-á de gerir a sua produção e consumo de forma a conservar o meio ambiente para possibilitar e garantir as condições de qualidade de vida necessárias às gerações futuras.

Estando a procura de energia em crescimento, a produção terá indissimulavelmente de a acompanhar de modo a proporcionar uma evolução social e económica estável e dinâmica. Será necessário, portanto, procurar formas de reduzir os impactos ecológicos resultantes da produção de energia.

Um dos conceitos fundamentais neste âmbito é a eficiência energética, termo que cada vez mais é debatido e aplicado. A utilização de tecnologias e equipamentos mais eficientes reduz a necessidade de extração de energia da natureza, por reduzir ao mínimo os desperdícios ao longo da cadeia energética.

Outra forma de reduzir a pegada ecológica é a transformação do sector de produção de energia, baseado numa perspetiva convencional à base de hidrocarbonetos, para uma perspetiva ambiental alternativa, empregando tecnologias recentes para a produção de energia limpa.

De forma a garantir a produção de energia à eficiência máxima para cada tecnologia, são desenvolvidos métodos para detetar e analisar possíveis problemas que possam reduzir o desempenho da produção, para posteriormente serem devidamente identificados e corrigidos.

Este trabalho surge neste contexto, incidindo sobre a tecnologia solar fotovoltaica, onde foi explorado um método que tem por base a utilização de termografia para identificar e analisar a central solar da Faculdade de Ciências da Faculdade de Lisboa. A termografia possibilita, através de fotografias captadas por câmaras térmicas, a identificação de anomalias térmicas nos módulos fotovoltaicos, de forma não intrusiva, indicando eventuais problemas na produtividade do sistema.

Nesta dissertação é inicialmente feita uma introdução teórica às células solares, aos módulos fotovoltaicos e à termografia, bem como aos principais problemas existentes em módulos e em centrais fotovoltaicas. Segue-se a descrição da central de mini geração da faculdade, a qual foi examinada termograficamente, de onde foram extraídos os dados necessários à construção de um modelo gráfico, onde é representada a central com os painéis que evidenciaram anomalias térmicas.

Após a análise deste modelo gráfico, foram formuladas e estudadas duas hipóteses com o objetivo de explicar os padrões evidenciados no mesmo: a possibilidade de serem causados pela existência de sombreamentos parciais; e a possibilidade de serem causados por inversores a operar incorretamente.

Por fim, são descritos e discutidos os resultados da análise de cada uma das hipóteses, seguindo-se a apresentação das conclusões finais do trabalho e efetuadas propostas com a finalidade de aprofundar o tema desenvolvido.

2 Princípios de funcionamento de dispositivos fotovoltaicos

2.1 Célula Solar

As células solares são dispositivos que utilizam tecnologia fotovoltaica para gerar potência elétrica em corrente contínua DC a partir de materiais semicondutores expostos a radiação eletromagnética ou fótons. Enquanto existir luz a incidir numa célula solar, esta gera energia elétrica. Se a célula solar deixar de estar exposta a luz, deixa de produzir energia elétrica [10]. Na Figura 2.1 encontra-se representada a estrutura típica de células solares de silício de junção p-n.

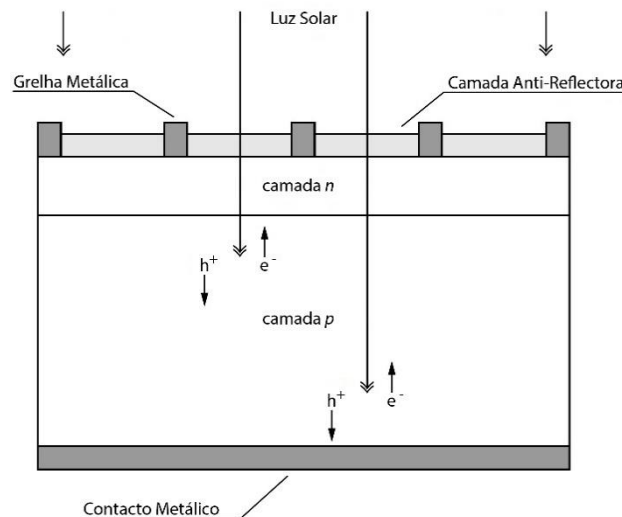


Figura 2.1 - Estrutura de células solares de silício de junção p-n tipo p. Adaptado de [10].

O efeito fotovoltaico é a base da conversão de luz em eletricidade nas células solares [11]. Esta conversão de energia nas células solares consiste em dois processos essenciais, a absorção de luz para gerar pares elétron-buraco e a separação dos eletrões e dos buracos pela estrutura do dispositivo para terminais opostos [12].

A luz, ao entrar numa célula solar, pode: a) atravessá-la totalmente; b) ser absorvida, gerando calor na forma de vibrações atómicas; c) separar um elétron da sua camada de valência, produzindo um par elétron-buraco; ou d) produzir um par elétron-buraco mas ter um excesso de energia, que será emanado sob a forma de calor. Somente no caso c) e d) se pode converter energia solar em energia elétrica, sendo o caso c) preferível [11].

Assim, o primeiro processo referente ao efeito fotovoltaico consiste nos casos c) e d) acima referidos, onde ocorre uma excitação de elétrons da camada de valência para a camada de condução, deixando na camada de valência um buraco, e denomina-se absorção fundamental [10].

A energia de um fóton necessária para excitar um elétron depende do material semiconductor utilizado, e denomina-se hiato de energia ou gap de energia. No silício, esta energia é de 1.1 elétron-Volt (eV) [11].

Existem várias técnicas para melhorar o desempenho das células solares a nível ótico, sendo de destacar a utilização de camadas anti refletoras, que visam reduzir a energia luminosa refletida, permitindo um aumento de energia absorvida no interior da célula [13].

O segundo processo, referente ao efeito fotovoltaico, será descrito mais à frente.

Existem vários tipos de células solares, constituídas por diferentes materiais. Até hoje, a maior parte dos dispositivos fotovoltaicos existentes são formados a partir de materiais semicondutores, como silício, e funcionam recorrendo a junções p-n [14].

Uma junção p-n define-se como uma zona de material semiconductor no estado sólido com uma concentração variável de dadores e aceitadores de cargas, originando uma transição contínua de cargas entre as duas camadas, p e n [15]. Ou, por outras palavras, é o local de contacto entre um semiconductor tipo n e um semiconductor tipo p [16].

De modo a serem obtidos os semicondutores tipo n e tipo p necessários a uma junção p-n, cada material semiconductor é sujeito a um processo de dopagem, onde são adicionadas impurezas, ou dopantes, ao material semiconductor de acordo com as propriedades pretendidas. Num substrato de silício, é usual obter o semiconductor tipo n utilizando Fósforo e o semiconductor tipo p utilizando Boro [17].

Quando as camadas n e p são colocadas em contacto, os elétrons livres na camada n deslocam-se para a camada p, deixando buracos na camada n. Este fenómeno, ilustrado na Figura 2.2, origina um amontoamento de cargas positivas no lado n e de cargas negativas no lado p. A acumulação de cargas opostas nas duas camadas gera um campo elétrico no sentido de n para p [11].

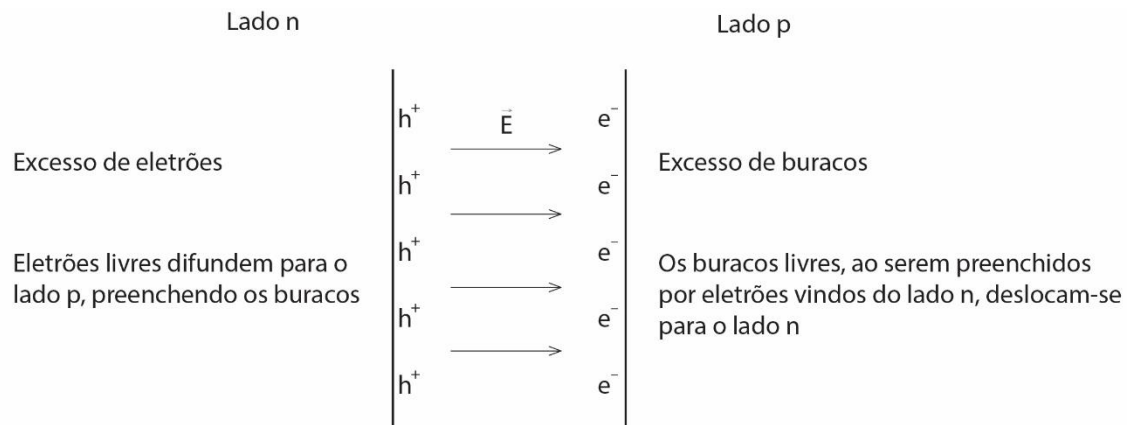


Figura 2.2 - Campo elétrico intrínseco de uma junção p-n. \vec{E} representa o campo elétrico da zona de depleção.

As células solares de junção p-n são normalmente identificadas separadamente dos outros tipos de células e alvo de uma análise especial devido ao facto de existirem aproximações realistas que possibilitam o desenvolvimento de soluções analíticas e a sua utilização com sucesso na descrição prática de dispositivos eletrónicos. Este sucesso provém largamente da facilidade com que esta célula pode ser dividida em três regiões: emissor; junção; e base, que desempenham diferentes funções na operação da célula [12]. Esta nomenclatura das regiões não é universalmente aceite, sendo que em teorias mais recentes novas denominações são propostas, tais como coletor de elétrons, coletor de buracos e coletor de fótons [18].

Voltando ao segundo processo fundamental do efeito fotovoltaico, existem atualmente divergências quanto ao mecanismo por detrás da separação das cargas geradas e ao seu transporte até aos terminais do dispositivo [18].

A teoria clássica, recentemente posta em causa, defende que o campo elétrico intrínseco existente na junção p-n, é responsável pelo transporte seletivo dos elétrons e dos buracos até aos terminais da célula [10],[11],[12].

Atualmente, vários estudos [14],[18],[19] indicam que não é este o caso, e que este campo é um mero incidente à operação das células solares [14]. Um argumento que defende a nova teoria explica que, se fosse verdade que as cargas, elétrons e buracos, fossem conduzidas pelo campo elétrico, estariam expostas a uma contínua aceleração por parte do campo e a uma desaceleração devido a colisões com partículas do cristal semiconductor. O campo elétrico teria de realizar trabalho sobre as cargas de modo a estas continuarem a sua trajetória. Assim, teria de existir uma fonte de energia presente a fornecer continuamente energia para compensar a energia dissipada em cada colisão das cargas de modo a manter uma corrente de cargas constante. Tal fonte de energia, no entanto, é inexistente [20].

Para compreendermos a nova teoria, temos de começar por perceber que forças atuam nas cargas foto geradas. Existem várias forças que atuam sobre as cargas, mas apenas duas são importantes para a operação de células solares. As forças resultantes do gradiente de potencial elétrico e do gradiente de potencial químico [20].

Uma junção p-n em equilíbrio térmico (Figura 2.3), na ausência de luz e de excitação elétrica externa, é caracterizada por um determinado nível de Fermi constante, pois estando em equilíbrio implica que o potencial químico dos buracos na camada de valência e dos elétrons na camada de condução sejam iguais em magnitude e se anulem. O nível de Fermi descreve desta forma o potencial eletroquímico dos elétrons ao longo de todo o semiconductor [12].

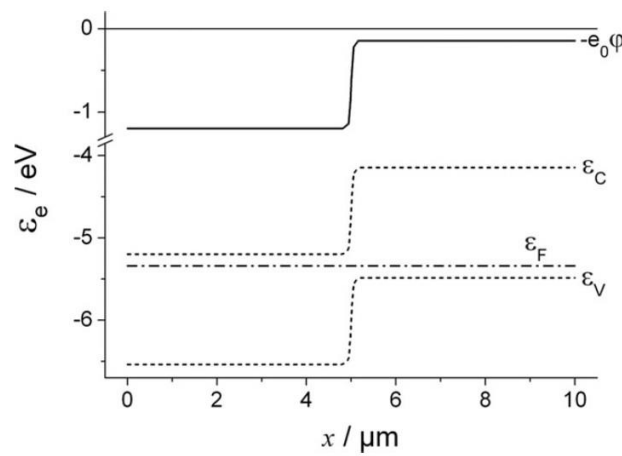


Figura 2.3 - Diagrama de energia de uma junção p-n no escuro, sem voltagem aplicada e em equilíbrio térmico. O contacto dos elétrons encontra-se em $x=0$ e o dos buracos em $x=10$ [19].

Quando a junção p-n se encontra em operação (Figura 2.4), quer devido a exposição a luz ou a excitação elétrica externa, há geração de transportadores de carga que alteram as populações de elétrons e buracos nas camadas de valência e de condução, levando a uma situação de não equilíbrio. Como o tempo de relaxamento térmico dos transportadores de carga nas camadas de valência e de condução são muito inferiores ao tempo de relaxamento entre as camadas, origina-se uma situação em que cada camada se encontra muito próxima do estado de equilíbrio térmico interno, mas não entre camadas. O estado de cada uma das camadas nesta situação é denominado de *quasi-equilíbrio*, sendo o respetivo potencial químico de cada uma das espécies na respetiva camada caracterizado pelo seu próprio nível de *quasi-Fermi* [12].

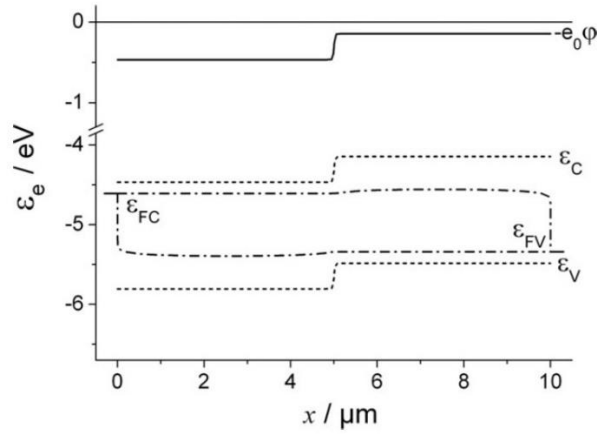


Figura 2.4 - Diagrama de energia de uma junção p-n sob iluminação. O contacto dos eletrões encontra-se em $x=0$ e o dos buracos em $x=10$. A tensão da junção é a diferença entre as energias de Fermi do contacto negativo, dos eletrões, e do contacto positivo, dos buracos, e está representada com duas linhas horizontais a **bold** [19].

Existem formulações das expressões destas duas forças e, como ambas atuam simultaneamente sobre as mesmas cargas, têm de ser somadas de forma a ser obtida a força resultante, de modo a calcular a corrente de cargas. Esta denomina-se força eletroquímica e é única a força real existente que atua sobre e origina movimento das cargas. Matematicamente, é indiferente calcular esta força resultante ou calcular separadamente as correntes de cargas resultantes da atuação de cada uma das forças nos eletrões e buracos e somá-las, dando a corrente total. É de salientar que as correntes de carga calculadas separadamente não têm significado físico real.

A força resultante é F_k , sendo η_k o potencial eletroquímico das partículas de espécie k , onde k representa os eletrões ou os buracos.

$$F_k = -grad \eta_k \quad (2.1)$$

Considerando individualmente cada espécie, pode calcular-se a corrente de cargas de eletrões j_e e buracos j_h para cada caso. Isto é feito tirando partido da identidade existente entre o potencial eletroquímico dos eletrões η_e na banda de condução e a sua energia de *quasi*-Fermi da banda de condução ε_{FC} . Da mesma forma, relaciona-se o potencial eletroquímico dos buracos η_h existentes na banda de valência com a sua energia de *quasi*-Fermi, que descreve o estado das ocupações na banda de valência ε_{FV} [19].

$$\eta_e = \varepsilon_{FC} \quad (2.2)$$

$$\eta_h = \varepsilon_{FV} \quad (2.3)$$

$$j_e = \frac{\sigma_e}{e} grad \eta_e = \frac{\sigma_e}{e} grad \varepsilon_{FC} \quad (2.4)$$

$$j_h = -\frac{\sigma_h}{e} \text{grad} \eta_h = \frac{\sigma_h}{e} \text{grad} \varepsilon_{FV} \quad (2.5)$$

As duas últimas expressões mostram que a corrente de cargas só depende do gradiente de energias de Fermi e da condutividade seletiva para cada espécie. A força resultante do gradiente de energias de Fermi não pode ser aplicada às cargas no início do fenómeno fotovoltaico, exceto se for aplicada uma diferença de potencial externa. Daqui resulta que, por si só, os gradientes de energias de Fermi não conseguem deslocar os eletrões para o contacto negativo e os buracos para o contacto positivo [19]. Existe um pré-requisito para a existência dos gradientes de energias de Fermi necessários ao transporte das cargas, que é a separação das energias de Fermi [20], causada pela condutividade seletiva.

Assim, o transporte seletivo de cargas no interior de células solares só existe devido à combinação entre o gradiente de energias de *quasi*-Fermi e à condutividade seletiva dos eletrões e dos buracos nas camadas p e n.

A condutividade seletiva, ilustrada na Figura 2.5, resulta da diferença nas concentrações de eletrões e buracos, nas camadas p e n, no caso de uma junção p-n. Os eletrões movem-se livremente na camada n, enquanto os buracos não, e os buracos movem-se livremente na camada p, enquanto os eletrões não. Isto leva a que a camada n permita contacto seletivo com a banda de condução, e a camada p permita contacto seletivo com a banda de valência [14].

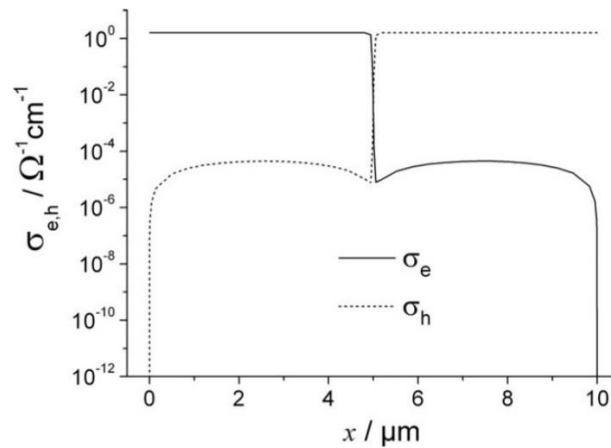


Figura 2.5 - Distribuição espacial das condutividades dos eletrões e dos buracos na junção p-n sob iluminação. O contacto dos eletrões encontra-se em $x=0$ e o dos buracos em $x=10$ [19].

Uma célula solar, tal como qualquer dispositivo real, sofre perdas, baixando a eficiência de conversão de energia luminosa em elétrica. Alguns destes fenómenos já foram acima mencionados, e serão aqui resumidos os considerados mais importantes.

São então considerados como os fenómenos mais importantes de perdas no rendimento da célula solar [11]:

- 1- A reflexão da luz incidente na superfície da célula;
- 2- Sombreamentos provenientes da própria célula solar, resultantes dos contactos eléctricos na superfície;
- 3- Luz incidente pouco energética, não chegando para excitar eletrões para a camada de condução. Este facto deve-se à energia incidente ser inferior à energia de *bandgap* da célula $E < E_g$;
- 4- Luz incidente com energia superior à necessária para excitar eletrões para a camada de condução. Neste caso $E > E_g$, sendo a energia em excesso $E - E_g$ libertada sob a forma de calor;
- 5- Transportadores de carga foto-gerados, eletrões e buracos, podem recombinar-se aleatoriamente emitindo fótons ou gerando calor, por meio de algum mecanismo de recombinação. Existem três: recombinação radiativa; de Shockley-Read-Hall; e de Auger. Esta recombinação pode ocorrer na base da célula, no emissor ou na zona de depleção.
- 6- Recombinação de transportadores de carga foto gerados devido a defeitos nas superfícies da célula.
- 7- Resistência série, que descreve as perdas eléctricas na célula devido à resistência à passagem de corrente oferecida pelos diferentes materiais que compõe a célula.
- 8- Resistência paralela ou de *shunt*, que representa perdas de carga na célula devido a fugas de corrente entre a base e o emissor.
- 9- Degradação da produtividade devido a variações da temperatura operacional ideal. No caso do silício, a excitação térmica aumenta ligeiramente a quantidade de cargas geradas, mas diminui o *bandgap*, que reduz o potencial químico de cada espécie gerada e consequentemente a tensão de curto-circuito da célula.

Existem diversos tipos de células solares e cada uma tem um limite teórico máximo de eficiência, sendo que no caso de células solares de silício de junção p-n simples, esta é de aproximadamente 30% [10],[21].

Tratando-se de um dispositivo eletrónico, é natural caracterizar as células solares de acordo com as suas propriedades eléctricas. A forma mais comum é apresentando a sua curva característica I-V.

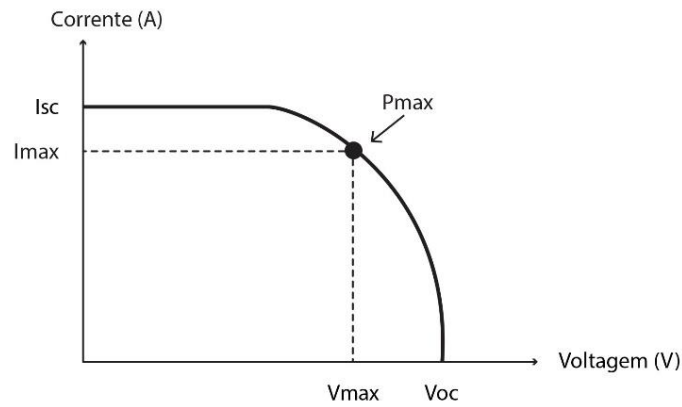


Figura 2.6 - Curva característica I-V de uma célula solar.

Na Figura 2.6 estão identificados alguns dos parâmetros mais importantes na caracterização de células solares: a potência máxima de operação P_{\max} , a corrente de curto circuito I_{sc} , a tensão de circuito aberto V_{oc} e a tensão e corrente correspondentes à operação da célula em regime nominal, I_{\max} e V_{\max} .

É muito usual também representar células solares pelo seu esquema elétrico equivalente, ilustrado na Figura 2.7, onde estão também representadas as resistências parasitas série e de curto-circuito.

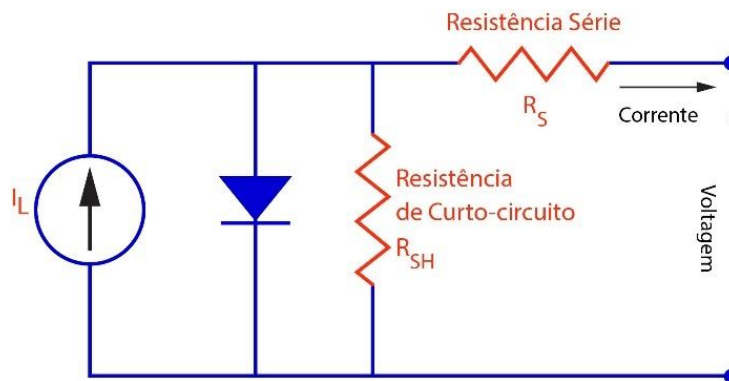


Figura 2.7 - Resistências parasitas em células solares. Adaptado de [22].

2.2 Módulo Fotovoltaico

As células solares são o principal dispositivo que converte energia solar em elétrica, mas a capacidade de produção está limitada, no caso do silício cristalino, a alguns Amperes de corrente e a pouco mais de meio Volt de tensão. Este problema é ultrapassado ligando eletricamente em série várias células solares, com a finalidade de aumentar a tensão e a potência elétrica. Tipicamente, os módulos PV têm 36 células solares ligadas em série [23].

Entende-se por um módulo fotovoltaico o dispositivo que contém várias células solares ligadas entre si, envolvidas por uma caixa, cuja função é proteger as células solares e as suas ligações do meio ambiente e de impactos mecânicos. A estrutura típica de módulos PV é ilustrada na Figura 2.8.

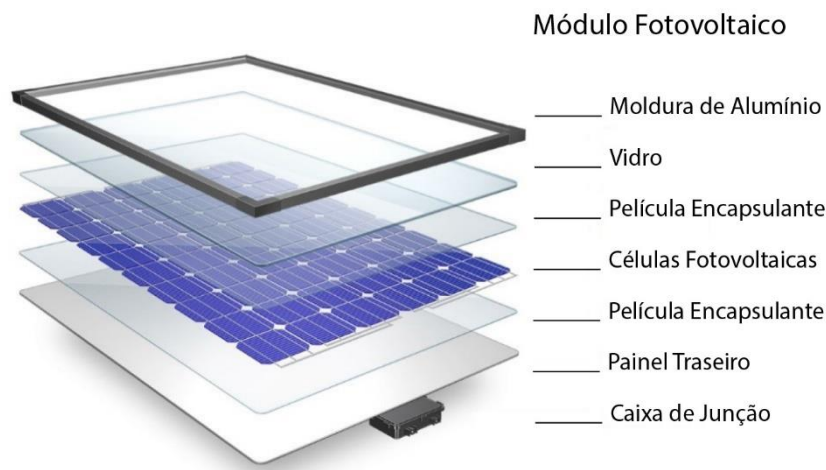


Figura 2.8 - Estrutura típica de um módulo PV. Adaptado de [24].

A cobertura da caixa é normalmente composta por vidro com baixo teor de ferro e elevada transmissividade no intervalo entre os 350 e os 1200 nanómetros. O valor da emissividade do vidro no espectro infravermelho IR é muito superior ao seu valor no espectro visível, e o seu valor é máximo na perpendicular ao plano do vidro. Nestas condições, o valor da emissividade do vidro é aproximadamente $\epsilon \approx 0.82$, sendo que à medida que se aumenta o ângulo de observação com a normal ao plano do vidro a emissividade reduz-se drasticamente [25]. A Figura 2.9 mostra a variação da emissividade e da refletividade do vidro em função do ângulo de incidência.

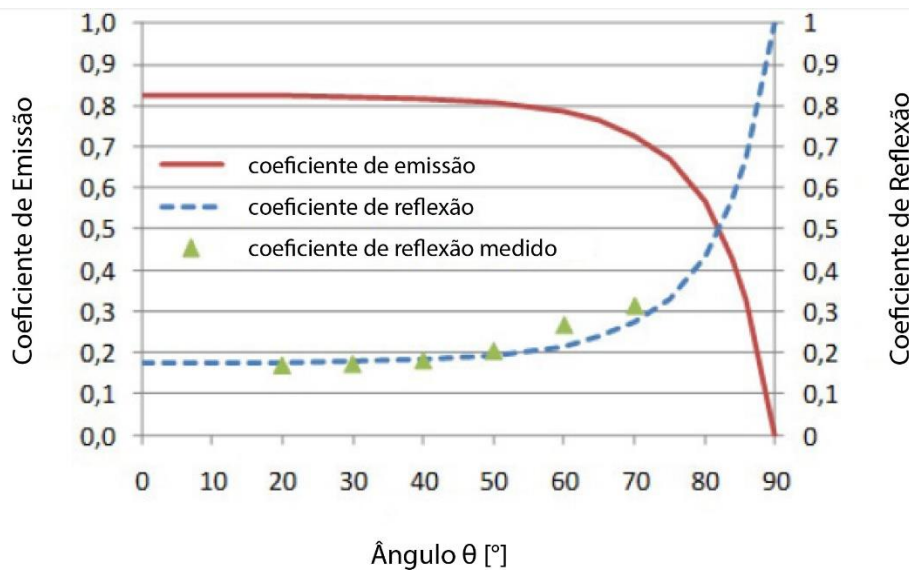


Figura 2.9 - Variação da emissividade e da refletividade do módulo PV em função do ângulo de incidência, na banda espectral entre 8 e 12 μm Adaptado de [26].

No substrato seguinte, encontram-se as células solares, envolvidas por um material encapsulante. Esta camada de encapsulamento é um componente crítico de um módulo PV, e providencia suporte estrutural, acoplamento ótico e isolamento elétrico, bem como proteção, isolamento físico e age como condutor térmico para as células solares [27].

Este material é normalmente constituído por etil-vinil acetato EVA, por ser um material estável a elevadas temperaturas e a grande incidência de raios ultravioleta UV. É óticamente transparente de modo a permitir a passagem da radiação solar e tem baixa resistência térmica.

A parte de trás do módulo é normalmente composta por uma placa de Tedlar, com baixa resistência térmica e capacidade de isolamento perante água e materiais externos. Também na parte de trás encontram-se os terminais elétricos do módulo fotovoltaico, permitindo assim retirar do módulo a energia produzida.

Para aumentar a robustez dos módulos são utilizadas estruturas em alumínio para reforçar a estrutura da unidade.

2.2.1 Evolução dos módulos PV

O primeiro módulo PV de silício projetado para uso exterior foi fabricado em 1955, pelo Bell Laboratories, com a finalidade de avaliar o potencial desta tecnologia de fornecer energia a sistemas de comunicações. Esta investigação de módulos para uso exterior provou-se prematura, sendo a tecnologia PV utilizada nos 20 anos seguintes apenas em projetos espaciais.

A era moderna de desenvolvimento de módulos solares começou em meados dos anos 70, com o começo de grandes investimentos em programas governamentais norte americanos, e com o crescente interesse por parte de grandes empresas em utilizar tecnologia PV para fornecer energia a sistemas de telecomunicações em locais remotos [28].

Um dos principais programas de desenvolvimento de módulos PV foi o “The Block Program Approach To Photovoltaic Module Development”, financiado pelo governo dos Estados Unidos da América, que conduziu uma série de atividades de desenvolvimento de módulos PV. Estas atividades basearam-se em requisitos cada vez mais elevados, testes laboratoriais extensivos e análise de falhas, juntamente com a indústria da época, para desenvolver os mais avançados módulos PV possíveis. Esta abordagem foi aplicada a uma série de cinco programas de desenvolvimento, designados consecutivamente de *Block I* até *Block V*, e foi compreendida entre 1975 e 1985.

Os objetivos e a sequência dos procedimentos que caracterizam este programa são:

- 1- O Jet Propulsion Laboratory JPL prepara o design e as especificações dos testes;
- 2- O JPL realiza uma pesquisa de competitividade na indústria, culminando na adjudicação de contratos paralelos;
- 3- As empresas contratadas criam o design do módulo PV;
- 4- O JPL revê os designs criados pelas empresas contratadas;
- 5- As empresas contratadas produzem 10 módulos PV;
- 6- O JPL executa testes de qualificação e análises de falhas dos módulos PV;
- 7- As empresas contratadas modificam o design e alteram o processo de fabrico de modo a corrigir os problemas identificados pelos testes de qualificação;
- 8- O JPL revê os novos designs;
- 9- As empresas contratadas produzem 10 módulos PV;
- 10- O JPL executa testes de qualificação e análises de falhas dos módulos PV;
- 11- As empresas contratadas modificam o design e alteram o processo de fabrico de modo a corrigir os problemas identificados pelos testes de qualificação;

12- O JPL completa os testes finais;

13- O JPL prepara e publica o Manual do Utilizador (números 1,2,3 e 4), descrevendo os detalhes de construção dos módulos PV.

Pôde verificar-se que, em geral nas cinco etapas *Block I* até *Block V*, a área do módulo foi incrementada mais de dez vezes, a quantidade de células solares no módulo aumentou cerca de seis vezes, o tamanho unitário das células solares foi incrementado, a configuração das células solares alterou de redondas para retangulares, e a densidade de células solares por módulo aumentou cerca de 60%. Estas modificações são as principais razões para a potência dos módulos ter aumentado de cerca de 8W para cerca de 117W, e para a eficiência ter aumentado de cerca de 5.8% para cerca de 10.6%.[29]

Atualmente, as eficiências dos módulos PV ultrapassam significativamente este valor. Segundo o mercado online EnergySage [30], os módulos PV do fabricante SunPower são amplamente considerados os melhores em diversas frentes, tais como preço, garantia e eficiência, que chega a atingir os 22.2%, chegando os modelos de gama superior a atingir potências na ordem dos 350Wp [31]. Na Tabela B do anexo B encontra-se uma listagem elaborada pela EnergySage que contém os melhores fabricantes de módulos fotovoltaicos, e as respetivas informações de eficiência, coeficientes de temperatura e anos de garantia.

3 Problemas típicos em módulos e sistemas PV

3.1 Problemas típicos em módulos PV

O núcleo de qualquer sistema PV é a cadeia de módulos PV. Os módulos PV representam o subsistema de geração de energia elétrica e qualquer falha associada à sua operação afetará o desempenho global do sistema PV [32].

Os módulos PV estão expostos a fatores externos responsáveis pela sua degradação, nomeadamente temperatura, humidade, precipitação, ventos, poeiras, neve, radiação solar e sombreamentos parciais. Estes fatores geram vários mecanismos de degradação e impõem uma quantidade significativa de *stress* nos módulos [33].

Assim, ao longo do seu tempo de vida, os módulos vão-se degradando. Esta degradação manifesta-se nas propriedades mecânicas dos encapsulantes, nas forças de adesão, no aparecimento de impurezas, na metalização, integridade e quebras das soldaduras. A corrosão e o envelhecimento da camada de Tedlar também resultam da exposição a estes fenómenos [34].

Apesar de expostos a fatores ambientais externos, os módulos PV apresentam-se atualmente como um dos componentes mais fiáveis de todo o sistema PV [34].

Algumas das primeiras gerações de módulos PV, anteriores a 1981 e conhecidas como pré-*Block V*, exibiam sérios problemas de fiabilidade, sendo que ao longo da evolução determinados problemas foram sendo corrigidos, tais como a desintegração do material encapsulante, a formação de *hot-spots* devido a sombreamentos, fissuras nas células ou inexistência dos diodos de *bypass* para proteção, falhas nas ligações elétricas entre as células solares e as várias tentativas e usos de diferentes designs durante as fases iniciais de desenvolvimento da tecnologia PV [29],[35].

Verificou-se que na fase pré-*Block V*, em amostras de aproximadamente 20000 módulos PV, cerca de metade tinham graves problemas de fiabilidade e não se encontravam a produzir energia no momento da visita à respetiva central fotovoltaica. As figuras Figura 3.1 e Figura 3.2, abaixo apresentadas, indicam os fatores por detrás do não funcionamento dos módulos PV aquando das visitas realizadas às centrais, nas eras pré-*Block V* e *Block V* [35].

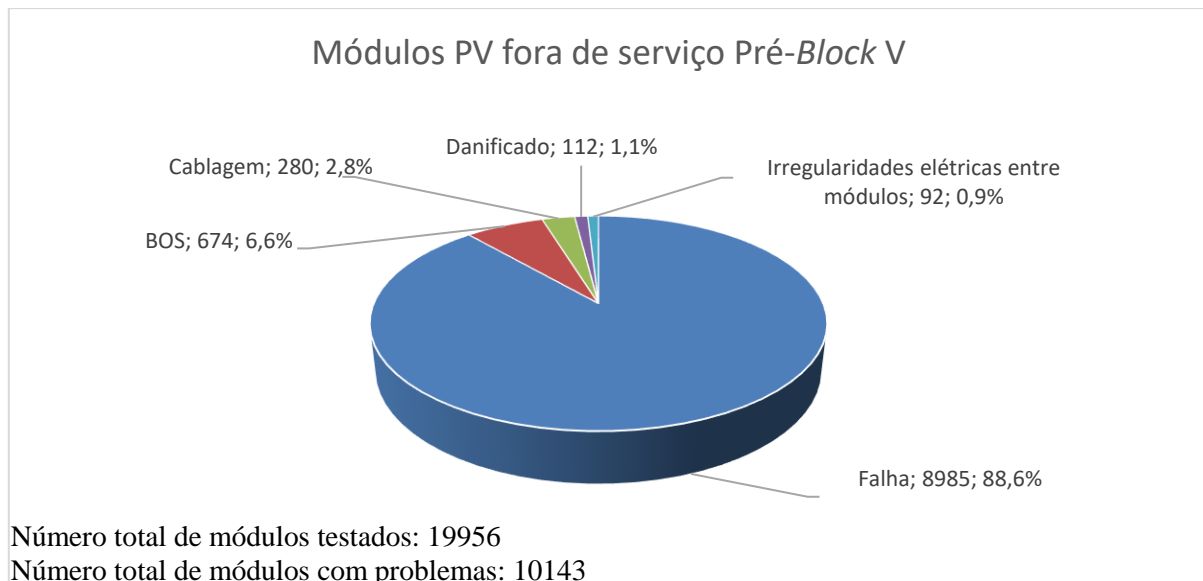


Figura 3.1 - Módulos PV fora de serviço Pré-Block V [35].

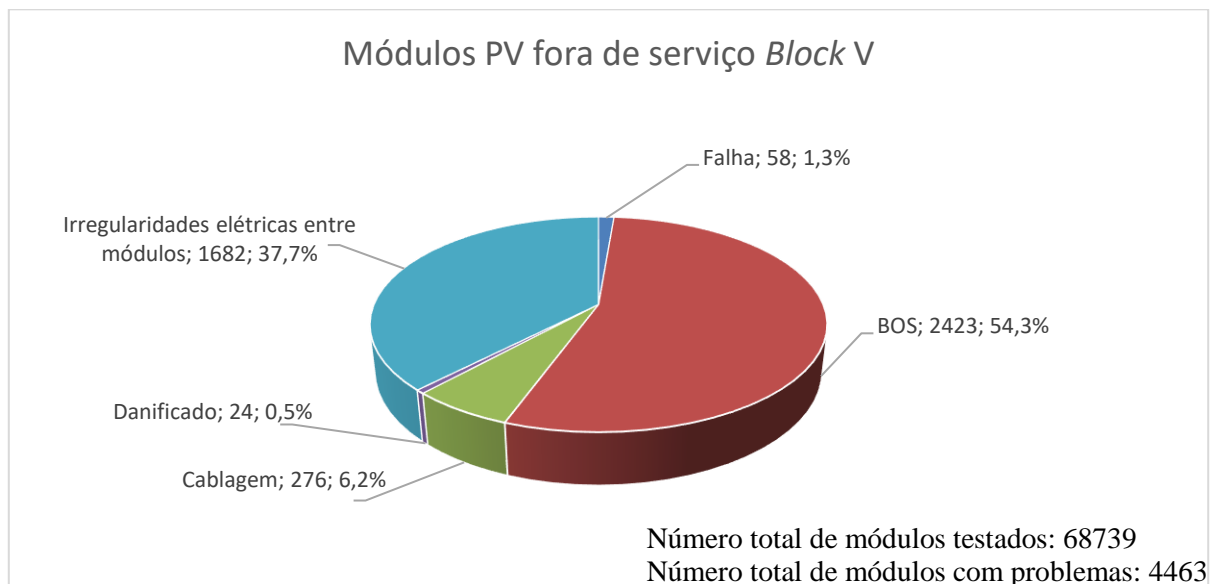


Figura 3.2 - Módulos PV fora de serviço Block V [35].

Um módulo é considerado em “Falha” quando satisfaz uma de duas condições: a potência de saída é inferior a metade da inicial; a falha encontrada não pode ser reparada no local. “BOS”, ou *balance of system*, refere-se a componentes do sistema tais como fusíveis, interruptores, díodos de bloqueio e proteções de descargas espontâneas.

Comparando a Figura 3.1 com a Figura 3.2, verifica-se que houve uma grande evolução na fiabilidade dos módulos PV. Ao invés de quase metade dos módulos analisados apresentarem problemas, na era *Block V* apenas 6% do total de módulos analisados apresentavam problemas.

Existe uma grande dificuldade em caracterizar individualmente módulos PV em grandes centrais quando não são monitorizados individualmente, principalmente quando os módulos

PV danificados se apresentam em pouca quantidade. Na Tabela 3.1 apresenta-se a frequência da localização de falhas encontradas em módulos PV em 2012 [36].

Tabela 3.1 - Frequência de falhas num módulo PV.

Localização da falha	Porcentagem
Vidro superior	41%
Células solares	12%
Painel traseiro	8%
Conectores MC	6%
Outros	6%
J-Box	6%
Cabos	4%
Díodo de <i>bypass</i>	3%

Entrando um pouco mais em detalhe sobre alguns dos mecanismos de degradação acima mencionados, temos:

3.1.1 Problemas de encapsulamento

Os problemas no encapsulamento dos módulos ocorrem tanto na degradação precoce como na degradação de longo prazo. Um dos fatores mais importantes para a degradação do material encapsulante EVA é o efeito de descoloração e delaminação (D&D). Este efeito afeta a quantidade de energia solar convertida em eletricidade.

Outra causa de problemas no material encapsulante é a absorção de humidade, que potencia a degradação do encapsulante e aumenta a resistência de série do módulo PV. A absorção de humidade, e posterior condensação, contribui para um bloqueio da radiação solar, diminuindo assim a produtividade do módulo PV. Este bloqueio de radiação solar pode ainda originar sobreaquecimento de determinadas células solares, pelo facto de estas ficarem inversamente polarizadas em relação às outras células na mesma cadeia.

A presença de água despoleta uma reação com o material EVA, formando ácido acético que acelera a corrosão dos componentes internos dos módulos PV. O aparecimento de fissuras e rachas no vidro superior dos módulos é considerada outra razão de falhas na correta operação

de módulos PV. Estas acontecem devido a diferenças de temperatura, manuseamento dos módulos, ventos e granizo [32].

3.1.2 Corrosão

A corrosão dos condutores elétricos das células solares e as ligações elétricas no interior do encapsulante EVA são responsáveis pela deterioração do módulo PV, resultando um aumento da resistência de série e um decréscimo da resistência de paralelo do módulo [32].

Ao longo do tempo, ocorrem reações químicas entre os constituintes do módulo PV e com o meio ambiente. A humidade apresenta um papel muito importante no aumento da taxa de corrosão, sendo a sua absorção dependente das condições ambientais. Sabe-se que a humidade representa até 20% do stress causado pelos fatores ambientais, que, juntamente com a temperatura, origina falhas nos dispositivos fotovoltaicos [37].

Um fenómeno comum é a corrosão da metalização impressa na superfície das células solares em condições de calor húmido, se for libertado ácido acético da camada de EVA, ou se formarem compostos corrosivos devido a impurezas [37].

3.1.3 Acumulação de poeiras

A acumulação de poeiras em módulos PV interfere com a quantidade e qualidade da radiação absorvida pelos módulos, absorvendo e difundindo a radiação incidente, baixando a produtividade do sistema PV [32]. As poeiras são provenientes de várias fontes diferentes, tais como pó levantados por ventos, movimentos pedestres e de veículos, erupções vulcânicas e poluição. São também consideradas poeiras a matéria proveniente da atividade humana e das atividades biológicas realizadas pelos seres vivos, desde que estejam suspensas na atmosfera e possam depositar-se como pó [38].

As características da deposição de poeiras nos sistemas PV são ditadas por três fatores principais, que se influenciam mutuamente: o meio ambiente local, as propriedades da poeira e as propriedades da superfície de deposição.

O meio ambiente local diz respeito a fatores locais específicos, influenciados pela natureza das atividades predominantes na região, de caráter natural ou humano; pelas características da

instalação PV, tais como acabamentos das superfícies, orientação e altitude da central; por fatores ambientais, tais como o tipo de vegetação existente; e pelas condições climáticas.

As propriedades das poeiras, químicas, biológicas, eletrostáticas, tamanho, forma e massa, são tão importantes para o fenómeno de acumulação de poeiras como a acumulação em si. Da mesma forma, uma superfície com propriedades rugosas, peludas, pegajosas ou que permitam uma acumulação de energia eletrostática, é mais suscetível de acumular poeiras. Uma questão que é bem conhecida é que a acumulação de poeira gera mais acumulação. Isto é, a acumulação de poeira inicial promove a taxa de acumulação, pois a superfície fica mais apta a acumular poeiras [38].

Vários estudos efetuados em diferentes regiões do globo calcularam diferentes reduções na eficiência das células solares, quando expostas à deposição de poeiras. Nos EUA, registou-se uma redução média de 1% com um pico de 4.7% em dois meses; na Arábia Saudita uma redução de 40 e 32% num período de 6 meses e de 8 meses respetivamente; 17 a 65% de redução em 38 dias no Kuwait; no Egipto, para um período de 1 a 6 meses, uma redução de eficiência de 33.5 e 65.8%; e na Tailândia, país de clima tropical, registou-se uma redução da transmitância de 11% num período de 1 mês [39].

3.1.4 *Hot-spots*

Os *hot-spots*, ou pontos quentes, são um fenómeno muito conhecido que ocorre em séries de painéis solares e são consideradas como a fonte principal de falhas PV e degradação de módulos. O aquecimento devido a *hot-spots* acontece nos módulos PV quando a capacidade de corrente de uma célula em particular ou conjunto de células é menor que a corrente de operação das restantes células da série. Esta condição origina uma polarização inversa da célula, ou conjunto de células, em relação à tensão das restantes células, sendo a dissipação de energia igual ao produto entre a tensão da polarização inversa com a corrente de operação das restantes células da série. Com o passar do tempo, os *hot-spots* contribuem para uma degradação permanente dos módulos PV e decréscimo da produtividade de todo o sistema PV. Mais ainda, ocorrerão delaminações de contactos, derretimentos de camadas encapsulantes, e estragos em células solares no interior do módulo.

Outros fatores que influenciam a existência de *hot-spots* são as condições de sombreamento, acumulação de poeiras, incompatibilidades nas características elétricas entre células solares e falhas nos díodos de bypass [32].

3.2 Influência de sombreamentos parciais

Um fator que tem vindo a ganhar importância ao longo dos anos, especialmente devido à integração de sistemas PV em ambientes urbanos, é a influência de sombreamentos na operação de sistemas fotovoltaicos. Uma sombra ao incidir num grupo de células solares reduz a produção de energia por dois mecanismos: pela redução da energia incidente nas células; e pelo incremento de perdas energéticas nas células sombreadas [40]. A Figura 3.3 mostra o comportamento de uma série de células solares em condições de sombreamento parcial, onde se pode verificar que a célula sombreada PV3 se encontra a operar em regime inverso, dissipando potência sob a forma de calor.

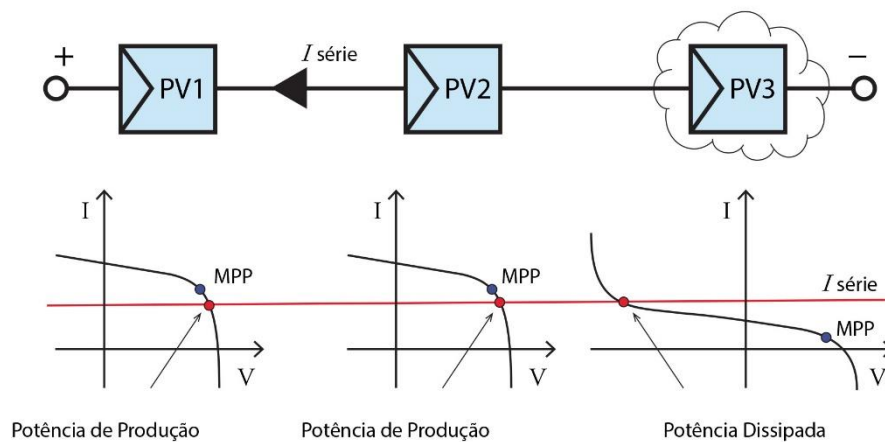


Figura 3.3 - Características elétricas de células solares numa ligação em série parcialmente sombreada. O módulo PV3 encontra-se sombreado e fica inversamente polarizado. Adaptado de [41].

Muitos estudos foram realizados com o objetivo de compreender a influência da quantidade e da forma das sombras incidentes, e várias técnicas para minimizar a influência de sombreamentos foram e estão a ser desenvolvidas. De modo a proteger as células solares de sobreaquecimento devido a formação de *hot-spots*, são aplicados díodos de *bypass* [42], que servem de caminho alternativo para a corrente elétrica produzida pelas restantes células da série [43], evitando assim dissipação de energia nas células sombreadas. Além de proteção contra rutura térmica das células solares, a utilização de díodos apresenta um valor de produção por

módulo ligeiramente superior quando comparado com o caso de não utilização de díodos de *bypass* [44].

Sabe-se que a quantidade de energia dissipada nas células a operar em regime inverso é influenciada pela sua característica I-V inversa. Esta característica apresenta uma grande dispersão em células igualmente fabricadas, enquanto a característica I-V em regime normal apresenta uma dispersão muito reduzida. Ambas as características se encontram ilustradas na Figura 3.4.

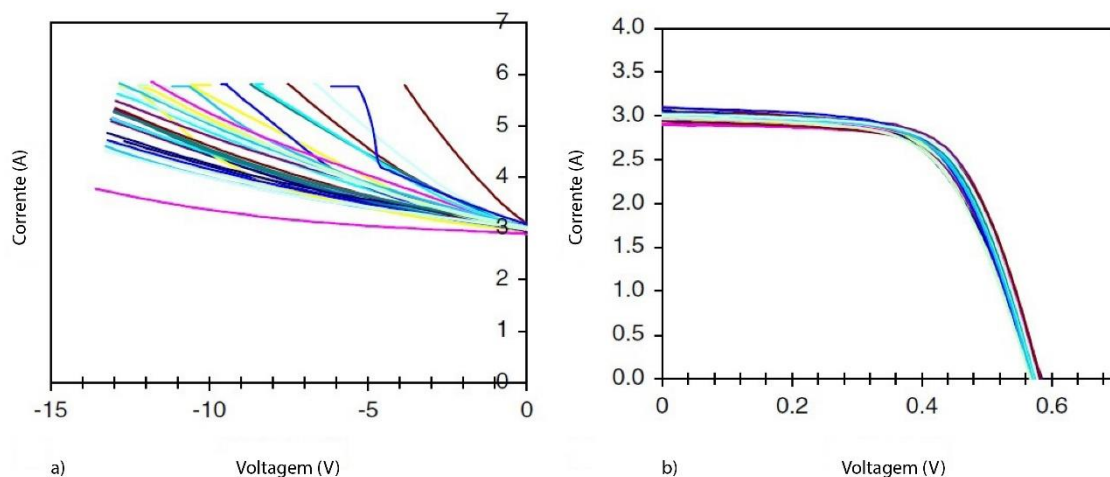


Figura 3.4 - Comparação da curva I-V em regime inverso a) e regime normal b) de 33 células de um módulo PV. Adaptado de [45].

Quando uma célula num módulo é sombreada, a totalidade das perdas existentes e a curva característica I-V do módulo depende da forma da curva característica I-V da célula sombreada. Neste caso, como estamos perante uma ligação em série, a corrente de saída do módulo é determinada pela célula que está a produzir menos corrente, neste caso a célula sombreada. Para uma mesma célula solar sombreada, a deformação da curva I-V aumenta com o aumento da área sombreada, movendo o ponto de potência máxima MPP para valores de menor tensão [45].

Existem vários estudos [46],[47] que utilizaram simulações computacionais para estudar os efeitos de sombreamentos em diversos tipos de configurações de sistemas PV. Quatro casos interessantes são discutidos em [46], e serão aqui descritos:

- a) O incremento da taxa de sombreamento de uma célula gera maiores deformações da curva característica I-V, ao mesmo tempo movendo o MPP para valores de menor tensão;
- b) as células solares com menores valores de resistência de *Shunt* causam menores deformações na curva característica I-V;

c) o aumento do número de células solares em série causa uma maior deformação da curva característica I-V, deslocando o MPP para valores de menor tensão e aumenta a energia dissipada;

d) o aumento do número de células sombreadas numa mesma série não afeta o MPP, no entanto, quando as células estão localizadas em séries diferentes as perdas energéticas são consideravelmente superiores.

Para finalizar este subcapítulo, apresentam-se as curvas características I-V e P-V de três casos distintos nas figuras Figura 3.5 e Figura 3.6, resultantes da simulação em Matlab de um sombreamento parcial numa central PV composta por 1000 módulos PV com 100 ligações em paralelo, tendo cada uma 10 módulos em série. As curvas C1, C2 e C3 representam, respetivamente: 1) sistema PV sob irradiação uniforme; 2) sistema PV sob sombreamento parcial sem díodos de *bypass*; e 3) sistema PV sob sombreamento parcial como no caso 2), mas com díodos de *bypass*.

Verifica-se, na curva C3, que existem vários pontos de potencia máxima local, sendo que apenas um deles correspondente ao valor máximo de potência de toda a cadeia, o MPP, ou ponto máximo global.

As figuras Figura 3.5 e Figura 3.6 mostram também o comportamento da curva I-V e P-V do mesmo sistema fotovoltaico, aquando da não utilização de díodos de *bypass* em condições de sombreamento parcial, curva C2. Pode verificar-se pela forma da curva I-V que a presença de díodos de *bypass* permite aos módulos não sombreados de todas as séries existentes funcionarem à sua corrente máxima para determinado nível de radiação e temperatura. Caso não fossem utilizados díodos, os módulos sombreados iriam limitar a corrente produzida pelos módulos não sombreados [47].

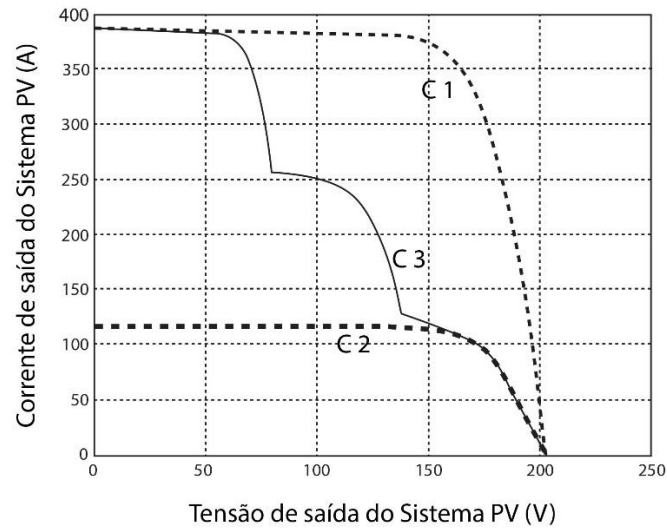


Figura 3.5 - Comparação entre a curva característica I-V do sistema PV quando exposto a radiação uniforme C1, quando exposto a sombreamento parcial sem utilização de diodos de *bypass* C2 e quando exposto a sombreamento parcial utilizando diodos de *bypass* C3. Adaptado de [47].

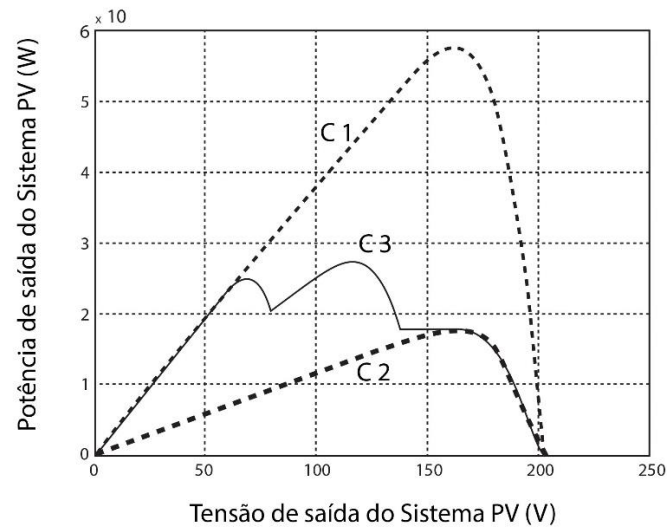


Figura 3.6 - Comparação entre a curva característica P-V do sistema PV quando exposto a radiação uniforme C1, quando exposto a sombreamento parcial sem utilização de diodos de *bypass* C2 e quando exposto a sombreamento parcial utilizando diodos de *bypass* C3. Adaptado de [47].

3.3 Componentes e origens de falhas em sistemas PV

Os sistemas fotovoltaicos são essencialmente uma compilação de sistemas e componentes, partindo de simples *hardware* tal como cabos elétricos de ligação, até unidades como sistemas de controlo de seguidores e inversores [36].

Esta complexidade de sistemas torna difícil a manutenção necessária ao desempenho máximo para o qual o sistema foi projetado. Nas duas tabelas seguintes, Tabela 3.2 e Tabela 3.3, são apresentados dados relativos aos componentes mais prováveis de apresentarem problemas num sistema fotovoltaico, bem como as causas mais prováveis dos problemas existentes. Estes dados baseiam-se nos relatórios do Renewables Operation Center da SunEdison, companhia que opera mais de seiscientos sistemas fotovoltaicos em quatro continentes, sendo o mais antigo construído em 2005.

Neste estudo [36], verifica-se que os inversores foram responsáveis por 43% dos problemas existentes no sistema, e por 36% das perdas de energia associadas a problemas. Quanto à origem dos problemas, os componentes e materiais foram responsáveis em 52%, com 48% de perdas energéticas, seguidos de fatores externos ao sistema.

Tabela 3.2 – Componentes em falha em sistemas fotovoltaicos [36].

Componente em falha	% de problemas	% de kWh perdidos
Inversor	43%	36%
Subsistema AC	14%	20%
Externo	12%	20%
Outros	9%	7%
Estrutura de suporte	6%	3%
Subsistema DC	6%	4%
Encerramento planeado	5%	8%
Módulos	2%	1%
Estação meteorológica	2%	0%
Medidor de produção	1%	0%

Tabela 3.3 – Origens de falhas em sistemas fotovoltaicos [36].

Origem da falha	% de problemas	% de kWh perdidos
Componentes/materiais	52%	48%
Fatores externos	21%	33%
Software	9%	7%
Outros	9%	4%
Desconhecidos	4%	3%
Construção	4%	3%
Manutenção preventiva	1%	1%

4 Termografia

4.1 Definição e aplicações

Termografia é a criação de uma imagem a partir da radiação infravermelha emanada por um objeto, recorrendo a uma câmara termográfica. Esta radiação eletromagnética emitida pelos corpos é, devido à sua dependência da temperatura, denominada por radiação térmica. Tem comprimentos de onda no intervalo entre 700 nanómetros ($7 \times 10^{-7} \text{m}$) e 1 milímetro, o que a torna invisível ao olho humano.

A termografia IR é atualmente utilizada num crescente número de aplicações de carácter civil, militar e científico, tais como robótica industrial, termografia para deteção de falhas elétricas e mecânicas, fins medicinais, monitorização de processos químicos e ambientais, espectroscopia e espectrometria de IR com Transformada de Fourier, análise forense de substâncias, microscopia e astronomia [48].

4.2 Enquadramento teórico

Segundo a Lei de Planck, todos os objetos que se encontram a uma determinada temperatura T , superior a zero Kelvin, emitem espontânea e continuamente radiação eletromagnética. Esta lei define a radiância espectral β_ν de um objeto como a quantidade de energia emitida sob a forma de radiação, para cada frequência, e é medida como a potência emitida por unidade de área, por unidade de ângulo sólido e por unidade de frequência ν .

$$\beta_\nu(\nu, T) = \frac{2h\nu^3}{c^2} \frac{1}{e^{\frac{h\nu}{k_B T}} - 1} \quad (4.1)$$

k_B representa a constante de Boltzmann, h a constante de Planck e c a velocidade da luz no meio.

A utilização de imagens IR tem por base a visualização de radiação térmica. A temperatura pode ser calculada de acordo com a lei de Stefan-Boltzmann, que dita que a radiação térmica

emitida por um corpo real pode ser determinada a partir da constante de Boltzmann, da emissividade e da temperatura do corpo.

$$M = \sigma \varepsilon T^4 \quad (4.2)$$

M representa a radiação térmica emitida por um corpo real, σ representa a constante de Boltzmann, ε representa a emissividade do corpo e T representa a temperatura do corpo em Kelvin.

A emissividade da fonte de calor depende fortemente do material, da sua superfície, do ângulo de observação e da região espectral da radiação eletromagnética [25].

Calculando a temperatura em cada ponto do objeto em estudo, é possível construir uma matriz com a distribuição espacial de temperatura, formando uma imagem térmica do objeto.

4.3 Aplicações no contexto PV

No contexto da área do fotovoltaico PV, a termografia é usada para detetar falhas e defeitos nos módulos PV. Esta deteção baseia-se no facto de determinadas falhas e defeitos dissiparem calor de forma fora do normal, causando alterações na distribuição de temperatura do módulo. Estas variações de temperatura, depois de medidas e analisadas, contribuem para a deteção de falhas no funcionamento de um sistema produtor PV.

A termografia é utilizada nesta área por ser um método rápido de executar e permite detetar falhas não visíveis a olho nu, não sendo necessário contacto com o objeto em estudo. Evita-se assim afetar a produtividade do sistema, e permite monitorizar continuamente uma central com baixos custos operacionais e maximizar a sua produtividade.

4.4 Tecnologias

4.4.1 Matrizes de plano focal

Existem diferentes tecnologias de câmaras termográficas capazes de detetar, medir e formar uma imagem a partir de radiação térmica. Visto que à temperatura ambiente a maior parte da radiação emitida por corpos se encontra no espectro do infravermelho, estas tecnologias têm como base a deteção, medição e análise de radiação nesta banda espectral.

Atualmente, devido ao desenvolvimento de avançados materiais de deteção e avanços na área da microeletrónica, matrizes de plano focal ou *focal plane arrays* (FPA) estão disponíveis no mercado nos seguintes comprimentos de onda: curto comprimento de onda infravermelho (SWIR – *short wavelength infrared*), médio comprimento de onda infravermelho (MWIR – *medium wavelength infrared*) e longo comprimento de onda infravermelho (LWIR – *long wavelength infrared*).

FPA é um dispositivo de deteção de imagem que consiste num arranjo matricial, usualmente retangular, de pixéis sensíveis a radiação eletromagnética. Este dispositivo é geralmente colocado no plano focal da lente da câmara térmica.

Existem dois tipos de tecnologias de FPAs, *scanning* e *staring*. O tipo *scanning* é constituído por um vetor linear de pixéis, sendo gerada uma imagem a partir da digitalização do objeto ou local observado ao longo da faixa. Utilizando a mesma taxa de amostragem nos vários detetores lineares, é possível construir a imagem do objeto.

O tipo de FPA *staring* é como que uma extensão do *scanning* para um modelo bidimensional. É auto digitalizado eletronicamente, pode fornecer uma maior sensibilidade e é adequado a aplicações portáteis, tais como câmaras, devido ao seu baixo peso.

Os pixéis de um FPA são formados por detetores que convertem os fotões ou a energia da radiação incidente em sinais elétricos, de modo a que estes possam ser lidos pelo circuito de leitura integrado ROIC, ou *readout integration circuit*. Estes detetores são divididos em dois grupos, os detetores de fotões e os detetores térmicos [48].

4.4.2 Tipos de detetores

Tal como referido no capítulo anterior, os detetores são divididos em dois grupos, detetores de fótons e detetores térmicos.

Detetores de fótons

Neste tipo de detetor, existe absorção de fótons por parte dos píxeis da matriz, gerando um sinal elétrico que é transmitido ao ROIC para leitura.

Dentro dos detetores de fótons encontram-se tecnologias fotovoltaicas que utilizam semicondutores intrínsecos e de fotoemissão interna, e tecnologias fotocondutoras que utilizam semicondutores intrínsecos e extrínsecos.

Detetores térmicos

Os detetores térmicos, ou bolómetros, são sensíveis à radiação térmica incidente devido à absorção de energia e consequente alteração da temperatura do dispositivo. Existem dois tipos, bolómetros capacitivos e resistivos.

Os bolómetros do tipo capacitivo exibem uma polarização espontânea dependente da temperatura, levando a alterações da capacitância dos seus elementos, permitindo gerar o sinal fornecido ao ROIC.

Bolómetros do tipo resistivo, ilustrado na Figura 4.1, são formados por uma camada extremamente fina, de um material com resistência elétrica dependente da temperatura, que está suspensa sobre o ROIC. Estas alterações da resistência elétrica possibilitam gerar o sinal fornecido ao ROIC.

A estrutura de suporte dos píxeis providencia a ligação elétrica entre esta camada e o ROIC, e é termicamente isoladora de modo a maximizar a eficiência e sensibilidade do pixel [48].

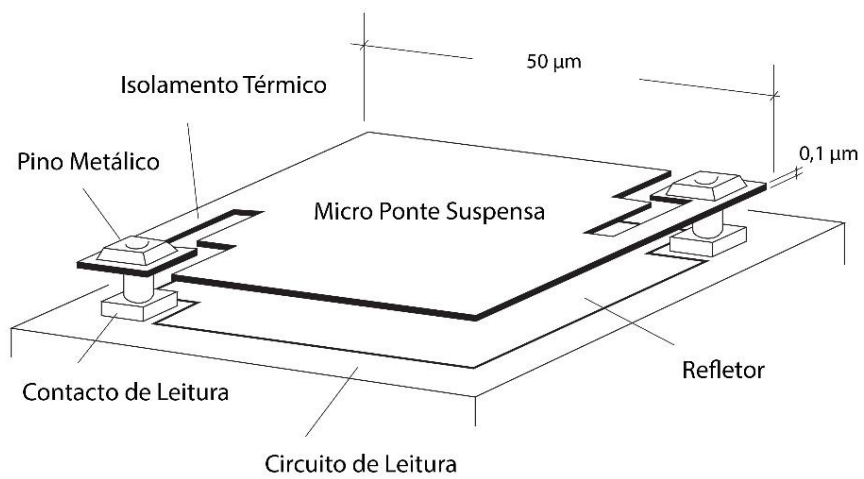


Figura 4.1 - Esquema de um microbolómetro resistivo com pontes suspensas [49].

5 Central de mini geração PV da Faculdade de Ciências da UL

5.1 Caracterização

A central de mini geração fotovoltaica da Faculdade de Ciências da Faculdade de Lisboa encontra-se em funcionamento desde 2014. Esta central foi financiada e pertence à GALP, que tem uma concessão com duração de 15 anos e pertence ao projeto “Universidade Verde” e faz parte de um conjunto de centrais implementadas em vários estabelecimentos de ensino. Após o término da concessão, a propriedade da central será transferida para a faculdade.

A central é constituída pelos módulos PV instalados, pelos inversores, quadro geral AC, quadro parcial AC e quadro AC do inversor, por um sistema de monitorização de dados e por toda a envolvente elétrica necessária ao seu funcionamento. Encontra-se distribuída pelos telhados dos edifícios C1, C2, C4 e junto ao edifício C7 [50].

A instalação tem uma potência de ligação de 250kW, uma potência contratada de 1594.95kW e uma potência instalada de 282kW, estando a operação da rede de distribuição a cargo da EDP Serviço Universal [50].

Nos edifícios C1, C2 e C4, edifícios estudados neste trabalho, estão instalados 1128 painéis de 245 Wp, perfazendo um total de 276,4 kWp, distribuídos de acordo com a Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Distribuição de módulos e inversores por edifício.

	Edifício C1	Edifício C2	Edifício C4
Nº módulos	390	352	386
Referência dos inversores	1,2,3,4,5 e 6	7,8,9,10,11	12,13,14,15,16 e 17

Esta contabilização foi realizada no local e difere da informação apresentada no Manual do Utilizador [50], que afirma que que estão montados 1146 módulos PV.

5.2 Equipamentos

5.2.1 Sistema de monitorização de dados

O sistema de monitorização de dados utilizado é a plataforma Conergy Solar Control Plus, que permite analisar dados de produção de energia por inverso e por edifício, bem como registar dados de temperatura dos inversores.

5.2.2 Módulos PV

Os módulos PV utilizados nestas instalações são da marca Conergy, modelo PH 245. Todos os painéis estão orientados aproximadamente a 20° desviado de Sul para Este, com uma inclinação de 30°. As características dos módulos encontram-se descritas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Características dos módulos PV Conergy PH 245P.

Parâmetros	Unidade de medida	Conergy PH 245P
Pmax	W	245
Eficiência	%	14.9
Vmpp	V	29.92
Impp	A	8.20
Voc	V	37.98
Isc	A	8.62
NOCT	°C	43±2
Coeficiente de Temperatura (Voc)	%/ °C	-0.34
Coeficiente de Temperatura (Isc)	%/ °C	0.05
Área	m ²	1.64

5.2.3 Inversores

Os inversores utilizados são também da marca Conergy, sendo os modelos utilizados os IPG 8T e IPG 15T. Na Tabela 5.3 encontram-se as suas características.

Tabela 5.3 - Características dos inversores IPG 8T e IPG 15T.

Parâmetros	Unidade de medida	IPG 8T	IPG 15T
V_{DCmax}	V	1000	1000
$V_{DCarranque}$	V	300	300
P_{ACmax}	kW	8	15
Eficiência	%	98	98

5.2.4 Quadros DC Parciais

Foram aplicados 17 quadros parciais DC equipados com proteção de sobretensões e seccionador de 1000V.

5.2.5 Quadro AC do inversor

Este quadro instalado a jusante dos inversores e a montante do Quadro Parcial AC, tem como função, receber o cabo do Inversor e proteger magneto térmica e diferencialmente o cabo que vai ao Quadro Parcial AC.

5.2.6 Quadro Geral AC

Este quadro instalado a jusante dos inversores e a montante do Posto de Transformação da Faculdade de Ciências, coloca os 17 equipamentos em paralelo.

6 Apresentação e discussão dos resultados experimentais

6.1 Câmaras térmicas

Para a realização deste trabalho, a faculdade providenciou duas câmaras termográficas, a GOBI 384 da Xenics e a FLIR i7, apresentadas na Figura 6.1.



Figura 6.1 - Câmaras termográficas Gobi384 (à esquerda) e FLIR i7 (à direita).

Tendo o objetivo de utilizar a câmara termográfica com a melhor resolução disponível, efetuou-se uma tentativa de calibração da câmara térmica

A câmara GOBI 384 da Xenics utiliza uma matriz de plano focal do tipo microbolómetro não arrefecido, funciona na banda espectral entre 8 a 14 micrómetros e tem uma resolução de 384x288 pixéis [51]. É operada a partir do software Xeneth, versão 2.2.0.452. Foi adquirida para operar a temperaturas compreendidas entre os 500 e os 2000 graus Celsius, pelo que a marca originalmente forneceu um ficheiro de calibração para este intervalo de temperaturas.

As unidades desta câmara encontram-se em ADU, que significa *analog to digital unit*, e para converter os dados ADU para °C é necessário um ficheiro de conversão específico para as temperaturas de funcionamento de um módulo PV, aproximadamente entre os 0 e os 120 °C. Como a faculdade não dispõe deste ficheiro, foi efetuada uma tentativa de obter uma calibração para ser possível converter as unidades ADU em °C, recorrendo a uma placa de aquecimento.

Foi utilizada uma placa de silício multicristalino com emissividade admitida de 0.6. Utilizando a segunda câmara térmica disponível para determinar a que temperatura se encontra a placa, foram registados os valores correspondentes de temperatura e ADU. Foi traçado o Gráfico 6.1 com os resultados e obteve-se uma linearidade até aproximadamente 45 °C, sendo que para

valores de temperatura superiores os valores de ADU mantêm-se aproximadamente constantes entre os 61000 e os 63300 ADU.

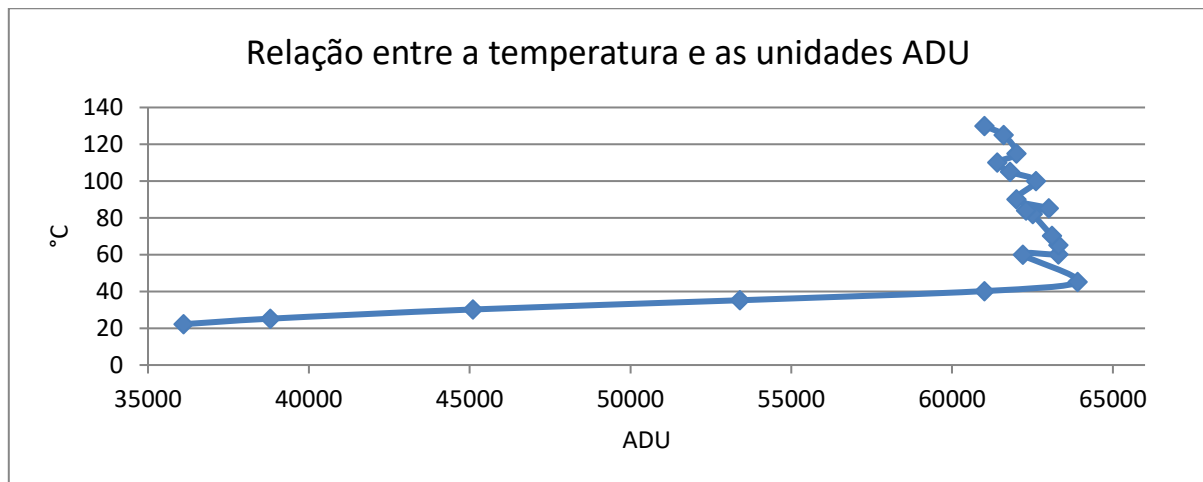


Gráfico 6.1 - Relação entre a temperatura e as unidades ADU.

Esta quebra da linearidade impossibilita a conversão de ADU em °C e é possivelmente justificada por uma recalibração automática da câmara para temperaturas superiores a 45 °C, alterando a relação entre as unidades iniciais ADU e a temperatura em °C para valores inferiores a 45 °C.

Foi contactada a empresa que forneceu a câmara termográfica de modo a compreender o sucedido. A empresa dispõe do ficheiro necessário ao estudo em questão mas com um custo associado, o que não nos é possível suportar. Foi então decidido utilizar esta câmara apenas para fazer medições qualitativas, a temperaturas inferiores a 45 °C.

Foi então seleccionada a câmara FLIR i7 para análise dos módulos PV. Esta utiliza uma FPA do tipo microbolómetro não arrefecido, tem uma sensibilidade térmica inferior a 0.1°C a uma temperatura ambiente de 25°C, tem um campo de visão de 29°x29°/0.6m e uma resolução térmica de 140x140 pixéis. O intervalo de temperatura de funcionamento está compreendido entre os -20 e os 250°C e opera na banda espectral entre os 7.5 e os 13µm [52].

Para operar corretamente esta câmara é necessário inserir a emissividade do material em estudo, sendo no nosso caso módulos fotovoltaicos. Como os módulos são revestidos por vidro, este é o valor da emissividade que se deve utilizar, consoante o ângulo de observação, utilizado na calibração da câmara. Salienta-se que como o vidro não absorve radiação IR é possível ver a emissão de radiação IR proveniente das células.

Foi desenvolvido um programa em Excel que calcula, com base em razões trigonométricas, o ângulo de observação para se descobrir a respetiva emissividade, de acordo com a Figura 2.9.

6.2 Modelo gráfico da central de mini geração da FCUL

Utilizando a câmara térmica FLIR i7, cada módulo PV da central foi avaliado individualmente procurando *hot-spots* e outros fenómenos térmicos associados a possíveis falhas ou defeitos do módulo. A Figura 6.2 apresenta fotografias térmicas dos módulos PV captadas no local.

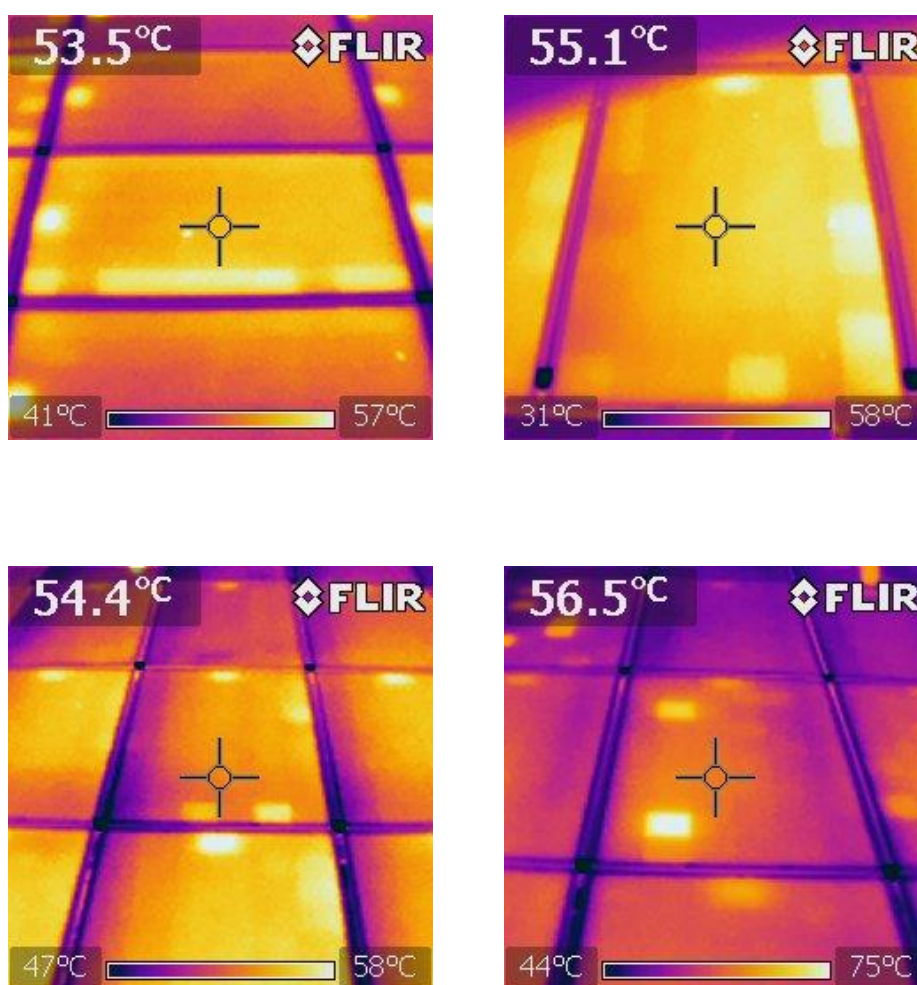


Figura 6.2 - Fotografias térmicas de módulos PV da central, captadas pela câmara FLIR i7.

Para facilitar a análise de informação foi criado um modelo gráfico da central de mini-geração utilizando o programa SketchUp. No modelo, representado na Figura 6.3, encontramos a vermelho a informação relativa à distribuição espacial dos módulos PV identificados com anomalias térmicas.

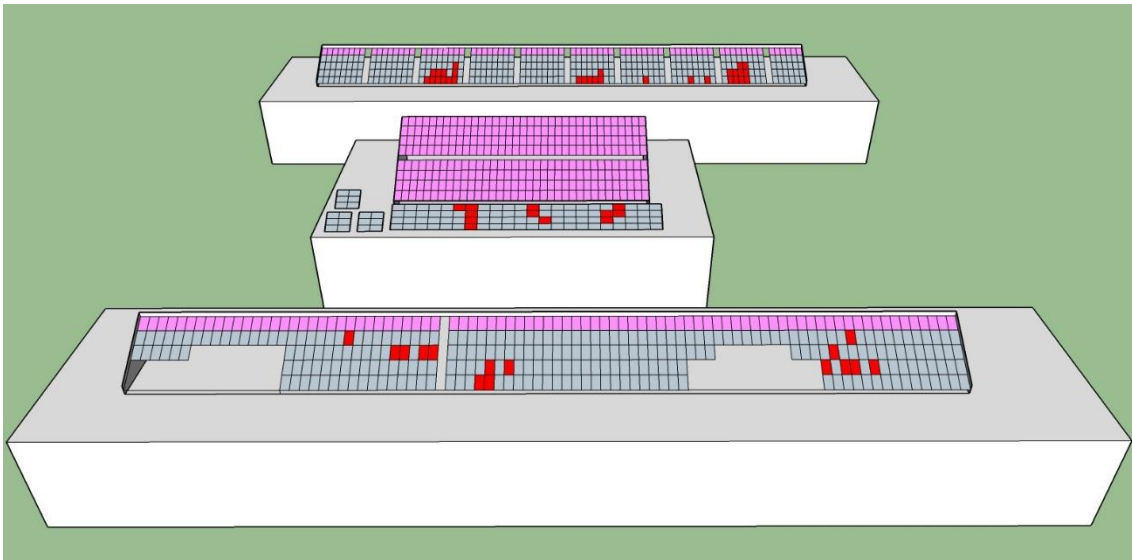


Figura 6.3 - Mapa da central. A vermelho encontram-se os módulos PV que apresentam anomalias térmicas. A roxo encontram-se os módulos PV que não foi possível analisar.

De modo a facilitar a interpretação de resultados, os edifícios C1, C2 e C4 foram divididos em secções de acordo com as figuras Figura 6.4, Figura 6.5 e Figura 6.6

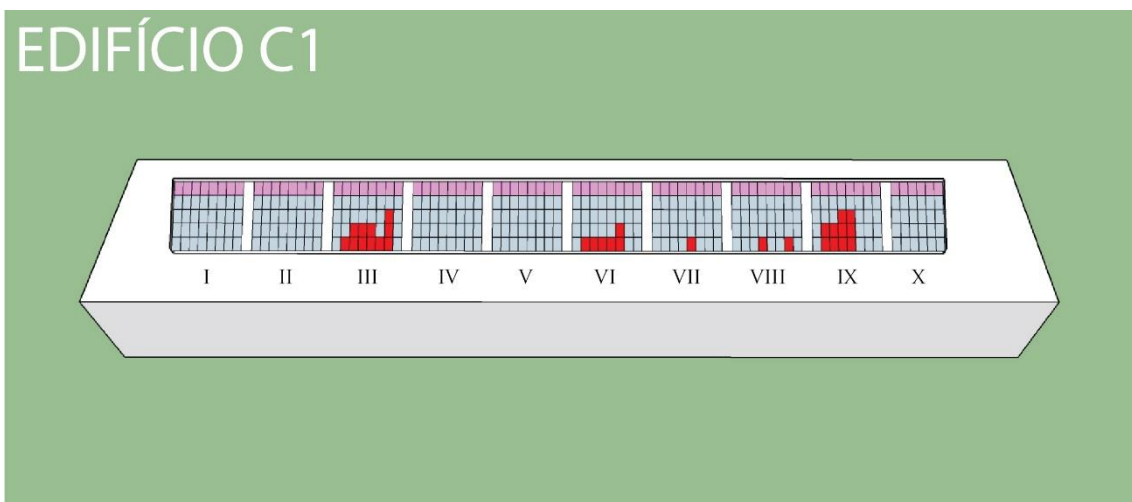


Figura 6.4 - Secções do edifício C1.

EDIFÍCIO C2

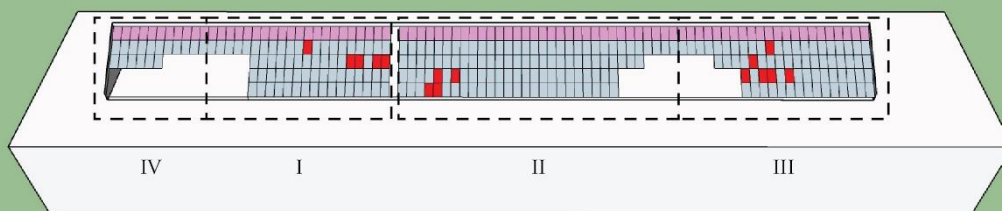


Figura 6.5 - Secções do edifício C2.

EDIFÍCIO C4

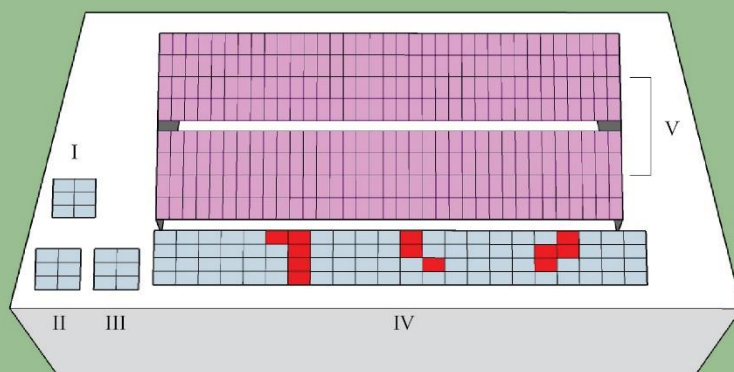


Figura 6.6 - Secções do edifício C4.

Para elevados ângulos de observação a emissividade é bastante inferior a 1, situação em que quantidades significativas de radiação refletida provenientes de fontes de calor na vizinhança podem afetar a medição ótica, inviabilizando assim uma correta visualização IR dos módulos PV [25](Figura 2.9). É o caso dos módulos da linha superior dos edifícios C1 e C2, onde o ângulo de observação dos painéis é de aproximadamente 80° , o que é um ponto muito próximo do ponto de viragem em que a reflexão se sobrepõe à emissão do módulo [26]. Como por detrás dos módulos se encontra uma pequena estrutura de betão onde incide diretamente radiação solar, esta é captada por reflexão na câmara térmica, sendo que a imagem térmica resultante da medição não apresenta contraste suficiente para se identificar *hot-spots*. Esta estrutura encontra-se representada na Figura 6.7.

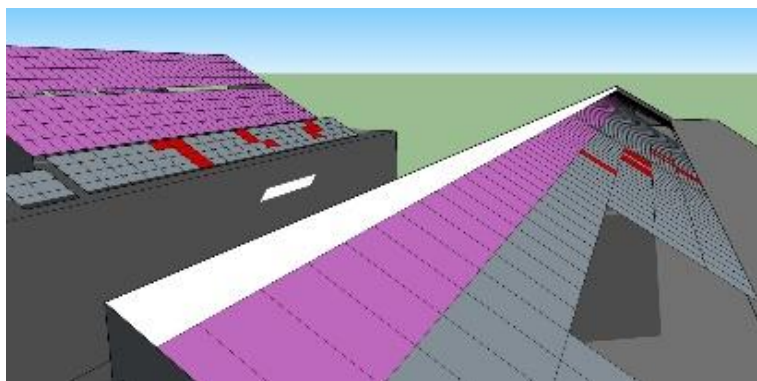


Figura 6.7 - Estrutura de betão que impossibilita obter uma imagem térmica dos painéis da linha superiores.

Assim sendo, e devido à dificuldade de acesso à secção 5 do edifício C4, esta secção e os módulos da linha superior dos edifícios C1 e C2 não foram considerados para o estudo, são apresentados no modelo com a cor roxa e representam 39% do total de módulos instalados. Uma das formas mais utilizadas para evitar este tipo de problemas é inspecionar a instalação recorrendo a um *drone* equipado com uma câmara termográfica, e garantindo uma observação de 90° com a superfície dos módulos.

Analisando o modelo, verifica-se que ao contrário do que seria espectável, existem aglomerados de módulos visualmente identificados com *hot-spot* ao invés de uma dispersão aleatória ao longo de todo o sistema PV. Num total de 684 módulos analisados, 57 encontravam-se com *hot-spots*, o que representa 8.3%. A percentagem de módulos com *hot-spot* por edifício é de 9.6%, 5.6% e 11.3% para o edifício C1, C2 e C4 respetivamente.

Não foram considerados módulos fotovoltaicos que apresentavam zonas com pontos quentes evidentemente superiores à sua temperatura devido a dejetos de aves, pois apesar de ao longo de um grande período de tempo também poder causar danos irreversíveis nos módulos, iria influenciar a dispersão de módulos anómalos e influenciar o resultado final do modelo gráfico da central.

6.3 Estudo dos sombreamentos na central

Tal como já referido anteriormente, os sombreamentos causam uma redução da produtividade da central, e podem chegar a causar danos irreversíveis aos módulos fotovoltaicos.

Para estudar este fenómeno, foi efetuada uma simulação anual dos sombreamentos existentes na central em sketchUp, com o objetivo de identificar possíveis relações entre os módulos PV identificados e os sombreamentos existentes ao longo do ano. A simulação foi efetuada manualmente, simulando somente o primeiro dia de cada mês, que foi considerado como a média mensal. Posteriormente foi calculado o número de horas de sombreamentos parciais existentes.

É de notar que nesta simulação, como se pode verificar nas diversas imagens do modelo, estão somente modelados os edifícios C1, C2 e C4 da FCUL, sendo que é possível a existência de sombreamentos provenientes de outros obstáculos ao nascer e ao pôr do Sol. No entanto, a intensidade da radiação existente ao amanhecer e ao final do dia é tão reduzida que a baixa corrente produzida pelos módulos dificilmente causaria *hot-spots*.

No anexo F encontram-se o número de horas que cada secção está sujeita a sombreamentos parciais no primeiro dia de cada mês, bem como a que horas do dia estes sombreamentos parciais ocorrem.

O Gráfico 6.2 apresenta o número de horas de sombreamento parcial ao longo de um ano. O edifício C2, devido à sua localização, não está sujeito a sombreamentos parciais.

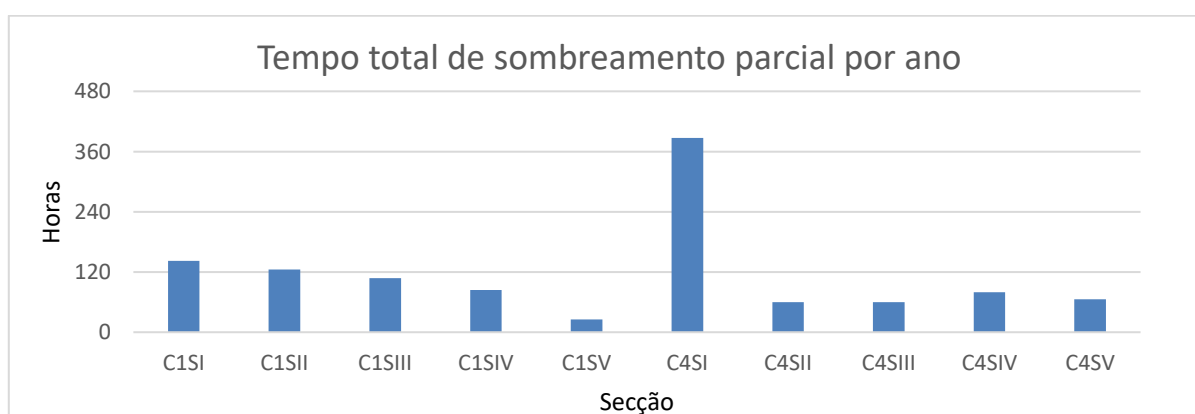


Gráfico 6.2 - Tempo total em horas a que as secções estão expostas a sombreamento parcial num ano. Entende-se por C1SI edifício C1 Secção I, e assim sucessivamente.

A simulação efetuada tem por base o primeiro dia de cada mês do ano de 2017, sendo os resultados considerados como uma média mensal de sombreamento parcial, ou tomando outra abordagem, considera-se que o valor medido no primeiro dia de cada mês é constante ao longo do mês.

Foram desprezados nesta simulação os sombreamentos parciais originados pelas paredes, ilustradas na Figura 6.7 existentes nos limites superiores e laterais da central devido ao facto de não existirem indícios de defeitos ou anomalias térmicas nos painéis adjacentes.

Comparando o Gráfico 6.2 com a Figura 6.3, verifica-se que não existe uma relação entre as horas totais de sombreamento parcial por ano e as secções que apresentam aglomerados de módulos PV que demonstraram defeitos térmicos.

Pode-se verificar que a secção 1 do edifício C4 é a que mais horas está exposta a sombreamentos parciais e não foi encontrado qualquer problema recorrendo à câmara térmica. Já a secção 3 do edifício C1, que apresenta anomalias térmicas, tem menos horas de exposição a sombreamentos parciais que as secções 1 e 2 do mesmo edifício, as quais não revelaram anomalias térmicas.

6.4 Relação entre os painéis identificados e os inversores

Tal como referido anteriormente, os inversores são a principal causa de falhas e de desperdício de energia em sistemas PV. Recorrendo ao modelo gráfico e aos documentos da central apresentados no anexo C, onde constam os esquemas unifilares da instalação elétrica, tentou-se correlacionar os módulos que apresentaram problemas térmicos com os respetivos inversores, a fim de estudar a possibilidade de os inversores serem a causa das anomalias observadas.

Devido à complexidade e impossibilidade de verificar no local as ligações reais, e à dificuldade de interpretação dos esquemas unifilares, anexo C, apenas se conseguiu efetuar a correlação para os módulos do edifício C1.

O Gráfico 6.3 contabiliza o número de módulos que apresentaram *hot-spots* em relação aos inversores a que se encontram ligados.

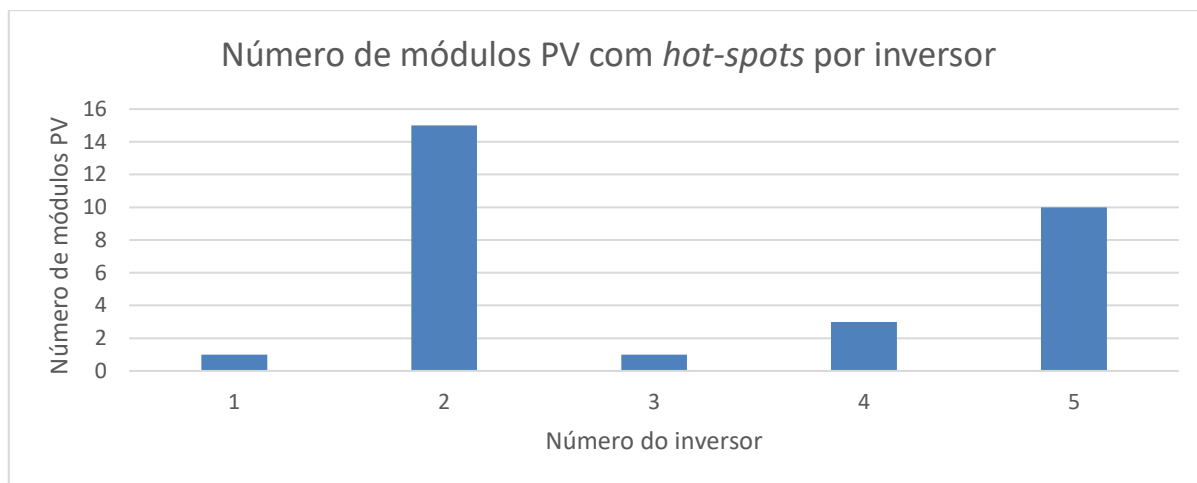


Gráfico 6.3 - Relação entre o número de painéis identificados com *hot-spot* e o número do inversor a que se encontra ligado no edifício C1.

Verifica-se que os inversores número 2 e 5 apresentam um número consideravelmente superior de módulos que apresentaram *hot-spots* no rastreamento térmico, sendo que contabilizam respetivamente 50.0% e 33.3% do total de módulos anómalos. Na Figura 6.8 é apresentada a relação entre a localização espacial dos módulos que apresentaram anomalias térmicas e os respetivos inversores.

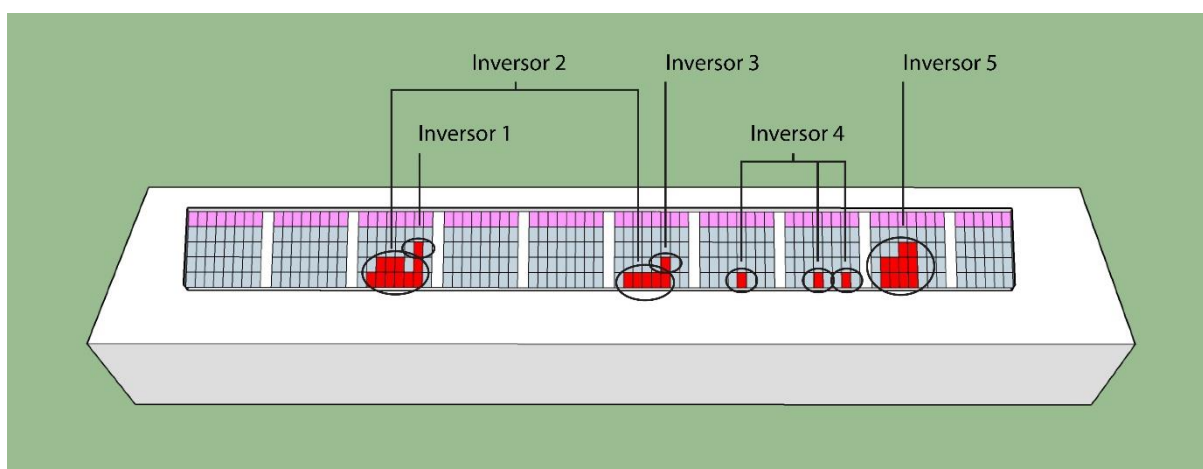


Figura 6.8 - Relação entre os módulos PV que apresentaram anomalias térmicas e os respetivos inversores.

6.5 Discussão dos resultados

De modo a operar centrais solares fotovoltaicas com o máximo rendimento possível, é necessário identificar e analisar possíveis problemas nos diversos componentes e subsistemas de modo a identificar eventuais falhas que possam reduzir a produtividade da central.

Neste trabalho, recorrendo à termografia, foi possível identificar diversos módulos fotovoltaicos com irregularidades térmicas, observando-se aglomerados destes ao invés de uma dispersão aleatória pela central. Foram então colocadas duas hipóteses para explicar os fenómenos observados: sombreamentos parciais sobre os módulos fotovoltaicos; e inversores a operar indevidamente.

No caso da primeira hipótese, verificou-se que não existem sombreamentos parciais no edifício C2 e que os aglomerados de módulos identificados com anomalias térmicas nos edifícios C1 e C4 não correspondem aos módulos que estão mais tempo expostos a sombreamentos parciais. Conclui-se, portanto, que os sombreamentos parciais não são responsáveis pelos fenómenos observados.

No caso da segunda hipótese, verificou-se que existe uma relação evidente entre os aglomerados de módulos identificados com defeitos térmicos e os respetivos inversores aos quais os painéis se encontram ligados. Isto leva a crer que os inversores podem ter algum papel na degradação dos módulos fotovoltaicos observados. É de salientar que, em Março de 2016, foi detetado que os seis inversores do edifício C1 se encontravam a operar indevidamente, com os leds de *fault* a piscar a vermelho e os leds de *grid* a piscar a azul. Estes foram então substituídos e até ao final das observações experimentais deste trabalho encontravam-se a operar corretamente.

É possível que estes problemas nos inversores do edifício C1 tenham originado ou potenciado a degradação dos módulos observados, sendo que possivelmente os inversores 2 e 5 estariam há mais tempo em regime de falha, originando um maior número de módulos fotovoltaicos termicamente anómalos.

É provável que ao longo do tempo de vida da central este fenómeno se vá propagando, afetando cada vez mais módulos fotovoltaicos, possivelmente reduzindo a rentabilidade da central. Seria de grande interesse realizar uma análise semelhante à efetuada no edifício C1 nos edifícios C2 e C4, procurando identificar se os inversores estão ou não relacionados com os aglomerados de módulos PV identificados no modelo gráfico da central.

Propõe-se a análise individual dos inversores, especialmente os inversores número 2 e 5 do edifício C1, para verificar se estes apresentam algum tipo de problema que possa afetar a durabilidade dos módulos PV e a redução da sua eficiência de conversão. Poder-se-iam comparar estes inversores com os inversores número 1 e 3, utilizando uma mesma série de módulos fotovoltaicos que não apresentem anomalias térmicas, ligando-os alternadamente nas mesmas condições de radiação e temperatura, de forma a verificar se existem diferenças na sua operação.

Propõe-se também a realização de análises elétricas individuais aos módulos fotovoltaicos que apresentam anomalias térmicas e a sua comparação com módulos livres de defeitos, com o objetivo de apurar se os *hot-spots* estão a reduzir a rentabilidade de geração de energia elétrica. Para tal, ter-se-iam de desligar os módulos e efetuar medições em laboratório, para apurar características específicas de cada módulo, tais como a caracterização da curva característica corrente-tensão IV, a corrente de curto circuito I_{sc} , a tensão de circuito aberto V_{oc} e o ponto de potência nominal MPP.

A limpeza dos módulos é um fator importante na rentabilidade da central, sendo que se aconselha uma limpeza regular dos painéis solares, tanto para remover as poeiras depositadas, como os abundantes dejetos de aves. Seria também interessante efetuar análises individuais ao desempenho dos módulos que visivelmente apresentem sujidade acumulada, a fim de se quantificar a redução da sua eficiência.

7 Conclusão

Devido ao aumento de população mundial e ao aumento do consumo per capita verifica-se um considerável aumento das necessidades energéticas. A oferta de energia terá de acompanhar a procura para permitir uma boa evolução social e económica, assegurando paralelamente a preservação do meio ambiente. Para tal, é necessário operar as centrais de produção de energia com a maior rentabilidade possível, sendo necessário métodos e mecanismos para analisar, identificar e maximizar a produção.

Este trabalho assentou na análise da central fotovoltaica da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, recorrendo a câmaras termográficas, com o objetivo de estudar o desempenho térmico dos módulos fotovoltaicos, bem como identificar a origem de eventuais anomalias.

Recorrendo às imagens térmicas dos módulos fotovoltaicos captadas *in situ*, foi elaborado um modelo gráfico da central, de forma a facilitar a interpretação e a visualização espacial dos dados. Verificou-se que os módulos termicamente anómalos não se encontram dispersos aleatoriamente como seria de esperar, mas sim em aglomerados relativamente bem definidos.

Foram formuladas duas hipóteses com o objetivo de explicar os fenómenos observados: a existência de sombreamentos parciais; e a possibilidade de os fenómenos observados serem causados pelo funcionamento indevido dos inversores.

De forma a estudar a primeira hipótese, foi realizada uma simulação dos sombreamentos existentes na central, onde se pôde verificar que os módulos em que os aglomerados estavam mais expostos a sombreamentos parciais não revelavam anomalias térmicas em comparação com os que mais anomalias apresentavam e menos horas ou nenhuma estavam expostos. Daqui concluiu-se que os sombreamentos parciais não estão na origem dos fenómenos observados.

Considerando a segunda hipótese, que só pôde ser analisada no edifício C1 devido à complexidade de interpretação dos esquemas unifilares das ligações elétricas dos edifícios C2 e C4, verificou-se que os aglomerados de módulos termicamente anómalos estão relacionados com os inversores aos quais se encontram ligados. Isto pode acontecer devido a problemas ou defeitos nas ligações elétricas entre determinadas séries de módulos PV e os seus inversores, ou possivelmente devido à existência de inversores a operar indevidamente.

É de salientar que, aquando das medições experimentais, foi detetado no edifício C1 que todos os inversores se encontravam com os leds de *fault* e de *grid* a piscar. Isto leva-nos a considerar a possibilidade de os inversores estarem na origem do problema, ou se simplesmente deixaram de funcionar corretamente devido a outro problema ainda por identificar. Infelizmente não se poderá analisar individualmente estes inversores pois foram substituídos na reparação da central.

Por fim, propõe-se uma análise individual aos novos inversores, de forma a tentar identificar a existência de algum problema relacionado com as ligações elétricas existentes entre os inversores e os módulos PV.

Propõe-se também uma análise individual dos módulos PV que apresentaram anomalias térmicas, bem como dos que apresentem sujidade visível, com a finalidade de se quantificar as perdas subsequentes.

Bibliografia

- [1] P. D. of the D. of E. and S. A. United Nations, “World Population Prospects 2017,” *United Nations*, 2017. [Online]. Available: https://esa.un.org/unpd/wpp/publications/Files/WPP2017_KeyFindings.pdf.
- [2] British Petroleum, “BP Statistical Review of World Energy 2017,” *Br. Pet.*, no. 66, pp. 1–52, 2017.
- [3] Population Reference Bureau, “2016 World Population Data Sheet,” *2015 World Popul. Data Sheet*, p. 23, 2016.
- [4] C. S. O. International Energy Agency, “Key World Energy Statistics,” 2017.
- [5] International Renewable Energy Agency, *REthinking Energy*, vol. 55, no. July. 2017.
- [6] REN21, *Renewables 2017: global status report*, vol. 72, no. October 2016. 2017.
- [7] National Academy of Sciences, “Greatest Engineering Achievements of the 20th Century,” 2000. [Online]. Available: <http://www.greatachievements.org/>.
- [8] R. P. Walker and A. Swift, *Wind Energy Essentials: Societal, Economic, and Environmental Impacts*. 2015.
- [9] U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2016*, vol. 0484(2016), no. May 2016. 2016.
- [10] S. S. Hegedus and A. Luque, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. 2003.
- [11] P. Hersch and K. Zweibel, “Basic photovoltaic principles and methods,” *Antimicrob. Agents Chemother.*, vol. 58, no. 12, pp. 7250–7, 1982.
- [12] C. Dyer-Smith and J. Nelson, “Organic Solar Cells,” in *Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation*, vol. 90, no. 3, 2012, pp. 443–466.
- [13] D. N. Wright, E. S. Marstein, and a. Holt, “Double layer anti-reflective coatings for silicon solar cells,” *Conf. Rec. Thirty-first IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2005.*, no. 2027, pp. 1237–1240, 2005.
- [14] M. A. Green, “Photovoltaic principles,” *Phys. E Low-Dimensional Syst.*

- Nanostructures*, vol. 14, no. 1–2, pp. 11–17, 2002.
- [15] S. William, *Electrons and holes in semiconductors, with applications to transistor electronics.*, 7th ed. D.Van Nostrand Company, Inc, 1950.
 - [16] J. L. Gray, *The Physics of the Solar Cell*. 2011.
 - [17] M. A. El-Sharkawi, *Electric Energy: An Introduction*, 3rd ed. 2012.
 - [18] A. Cuevas and D. Yan, “Misconceptions and misnomers in solar cells,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 3, no. 2, pp. 916–923, 2013.
 - [19] U. Würfel, A. Cuevas, and P. Würfel, “Charge carrier separation in solar cells,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 5, no. 1, pp. 461–469, 2015.
 - [20] P. Würfel, *Physics of Solar Cells: From Principles to New Concepts*. 2008.
 - [21] W. Shockley and H. J. Queisser, “Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells,” *J. Appl. Phys.*, vol. 32, no. 3, pp. 510–519, 1961.
 - [22] PV Education.org, “Effect of parasitic Resistances.” [Online]. Available: <http://pveducation.org/pvcdrom/effect-of-parasitic-resistances>.
 - [23] Y. J. Wang and P. C. Hsu, “An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells,” *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, 2011.
 - [24] Dupont.com, “What Makes Up a Solar Panel?” [Online]. Available: <http://www.dupont.com/products-and-services/solar-photovoltaic-materials/what-makes-up-solar-panel.html>.
 - [25] Buerhop-Lutz Cl. and Scheuerpflug H., “Inspecting PV plants using aerial, drone-mounted infrared thermography system,” no. May, pp. 422–429, 2015.
 - [26] C. Buerhop, H. Scheuerpflug, and R. Weißmann, “The Role of Infrared Emissivity of Glass on IR-imaging of PV-Plants,” *26th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, pp. 6–9, 2011.
 - [27] A. W. Czanderna and F. J. Pern, “Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol.

- 43, no. 2, pp. 101–181, 1996.
- [28] M. A. Green, “Silicon photovoltaic modules: A brief history of the first 50 years,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 13, no. 5, pp. 447–455, 2005.
 - [29] “the Block Program Approach To,” pp. 1150–1158, 1985.
 - [30] S. MATASCI, “What Are The Best Solar Panels on the Market? The Complete Ranking,” 2018. [Online]. Available: <https://news.energysage.com/best-solar-panels-complete-ranking/>.
 - [31] Sunpower Corporation, “SunPower Performance Series 1500 Volt | P17 Data sheet,” pp. 1–2, 2016.
 - [32] L. Cristaldi *et al.*, “Failure Modes Analysis and Diagnostic Architecture for Photovoltaic Plants,” pp. 206–211, 2014.
 - [33] A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, and G. E. Georghiou, “Review of photovoltaic degradation rate methodologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 143–152, 2014.
 - [34] G. Petrone, G. Spagnuolo, R. Teodorescu, M. Veerachary, and M. Vitelli, “Reliability Issues in Photovoltaic Power Processing Systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2569–2580, 2008.
 - [35] L. Cruces, “A ten year review of performance of photovoltaic systems,” *Test*, pp. 1289–1291, 1993.
 - [36] A. Golnas, “PV System Reliability : An Operator ’ s Perspective,” *Photovolt. Spec. Conf. (PVSC). IEEE 38th*, pp. 1–6, 2012.
 - [37] N. G. Dhere, “Reliability of PV modules and balance-of-system components,” *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 1570–1576, 2005.
 - [38] M. Mani and R. Pillai, “Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 3124–3131, 2010.
 - [39] S. Mekhilef, R. Saidur, and M. Kamalisarvestani, “Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no.

- 5, pp. 2920–2925, 2012.
- [40] R. Ramabadran, “Effect of Shading on Series and Parallel Connected Solar PV Modules,” *Mod. Appl. Sci.*, vol. 3, no. 10, p. P32, 2009.
 - [41] K. A. Kim and P. T. Krein, “Photovoltaic hot spot analysis for cells with various reverse-bias characteristics through electrical and thermal simulation,” *2013 IEEE 14th Work. Control Model. Power Electron. COMPEL 2013*, 2013.
 - [42] A. Woyte, J. Nijs, and R. Belmans, “Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: Literature review and field test results,” *Sol. Energy*, vol. 74, no. 3, pp. 217–233, 2003.
 - [43] K. A. Kim and P. T. Krein, “Hot spotting and second breakdown effects on reverse I-V characteristics for mono-crystalline Si Photovoltaics,” *2013 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2013*, pp. 1007–1014, 2013.
 - [44] D. D. Nguyen and B. Lehman, “Modeling and simulation of solar PV arrays under changing illumination conditions,” *Proc. IEEE Work. Comput. Power Electron. COMPEL*, pp. 295–299, 2006.
 - [45] M. C. Alonso-García, J. M. Ruiz, and F. Chenlo, “Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, no. 3, pp. 329–340, 2006.
 - [46] M. C. Alonso-García, J. M. Ruiz, and W. Herrmann, “Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays,” *Renew. Energy*, vol. 31, no. 12, pp. 1986–1993, 2006.
 - [47] H. Patel and V. Agarwal, “MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 302–310, 2008.
 - [48] L. J. Kozlowski, “Infrared detector arrays,” *Handb. Opt. Vol. II - Des. Fabr. Testing; Sources Detect. Radiom. Photom.*, pp. 1–34, 2010.
 - [49] R. K. Bhan, R. S. Saxena, C. R. Jalwania, and S. K. Lomash, “Uncooled infrared microbolometer arrays and their characterisation techniques,” *Def. Sci. J.*, vol. 59, no. 6, pp. 580–589, 2009.

- [50] G. Energia, R. Tom, C. Grande, C. Universit, C. Grande, and C. Universit, “Manual de Utilizador e Memória Descritiva e Justificativa Instalação de Minigeração de Ligação à RESP,” pp. 1–34, 2011.
- [51] Xenics, “Gobi-384 Specifications.”
- [52] E. T. Tool, “FLIR i-Series Datasheet.” FLIR, pp. 1–2, 2011.

Anexos

A - Panorama energético mundial

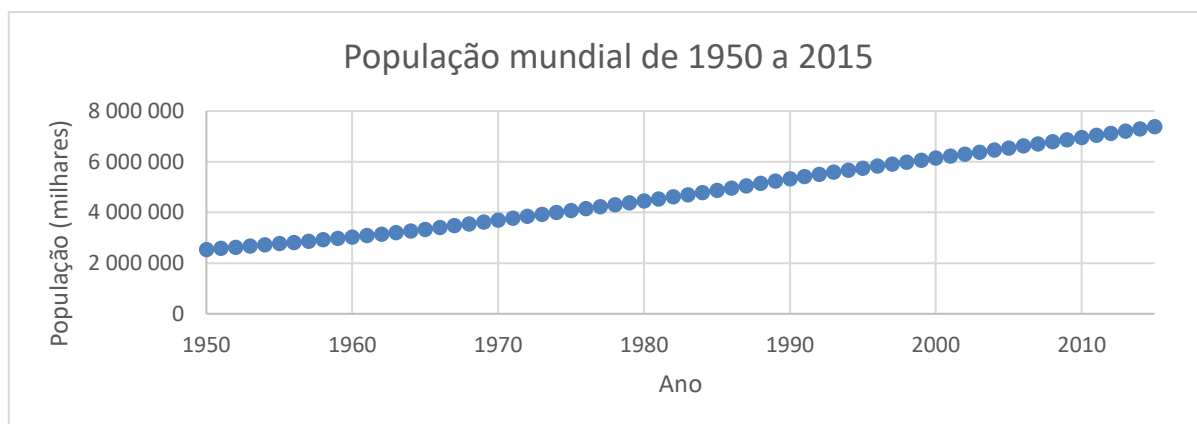


Gráfico A.1 - População mundial de 1950 a 2015 [1].

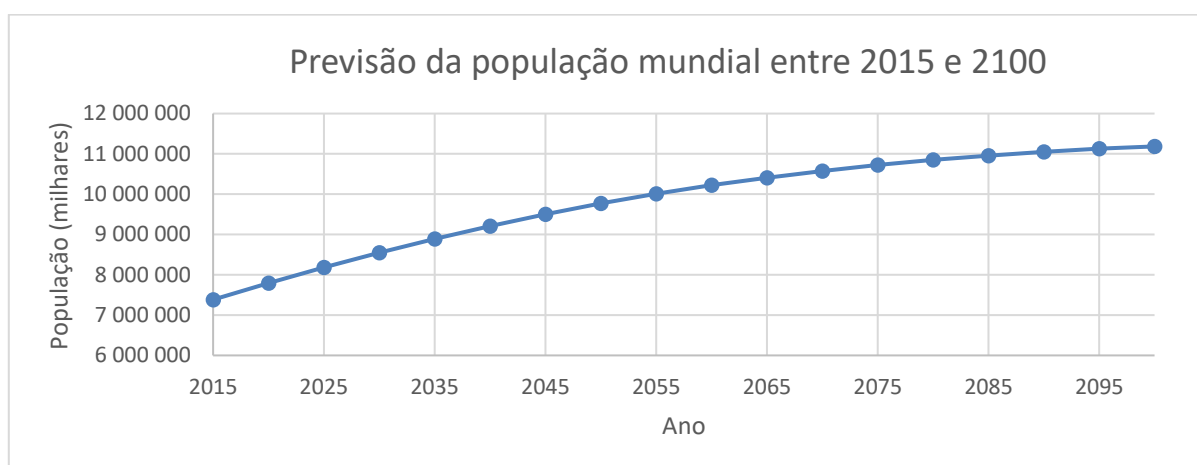


Gráfico A.2 - Previsão da população mundial entre 2015 e 2100 [1].

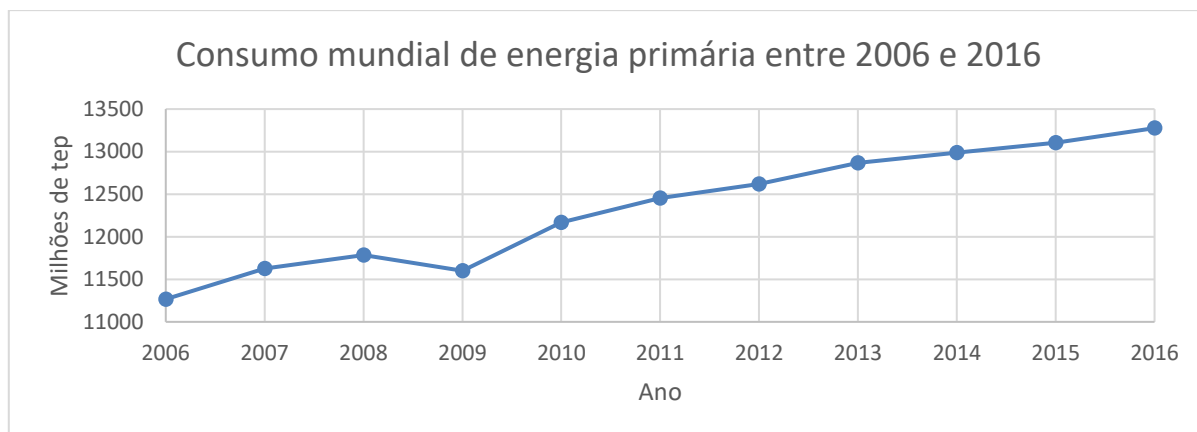


Gráfico A.3 - Consumo mundial de energia primária entre 2006 e 2016 [2].

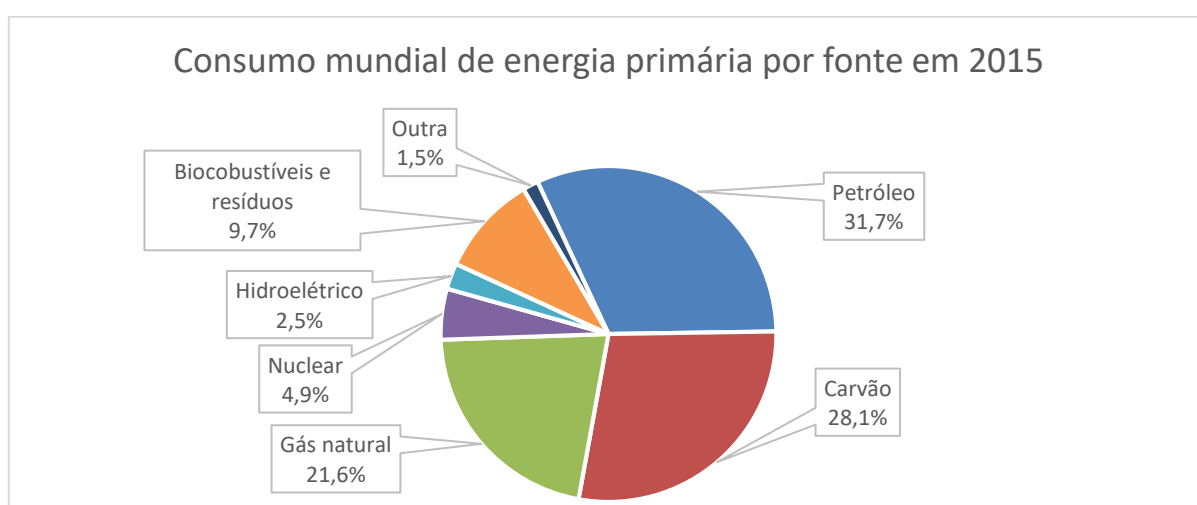


Figura A.1 - Consumo mundial de energia primária por fonte em 2015. Total: 13647 Mtep [4].

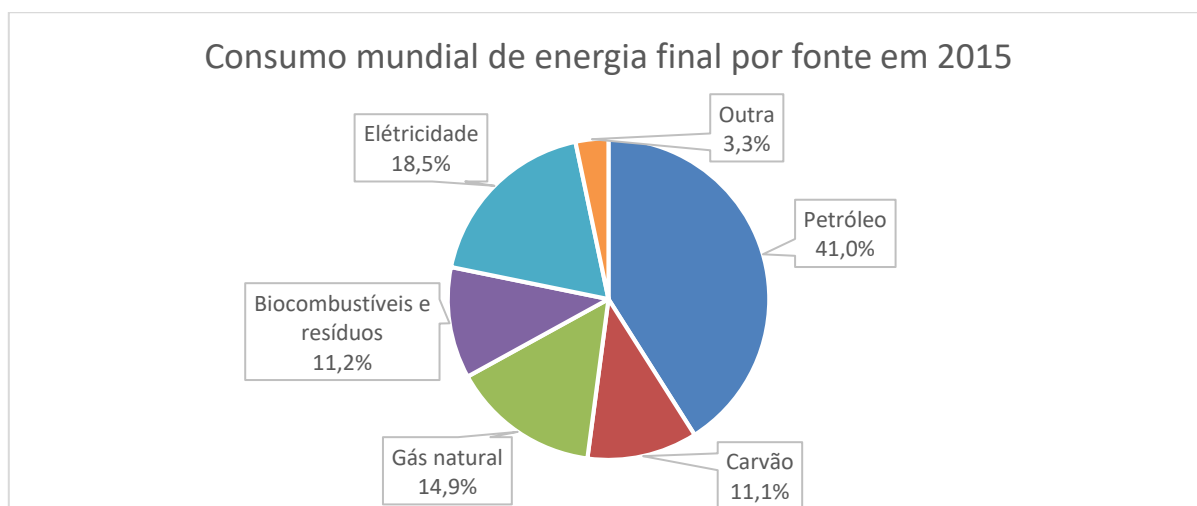


Figura A.2 - Consumo mundial de energia final por fonte em 2015. Total: 9384 Mtep [4].

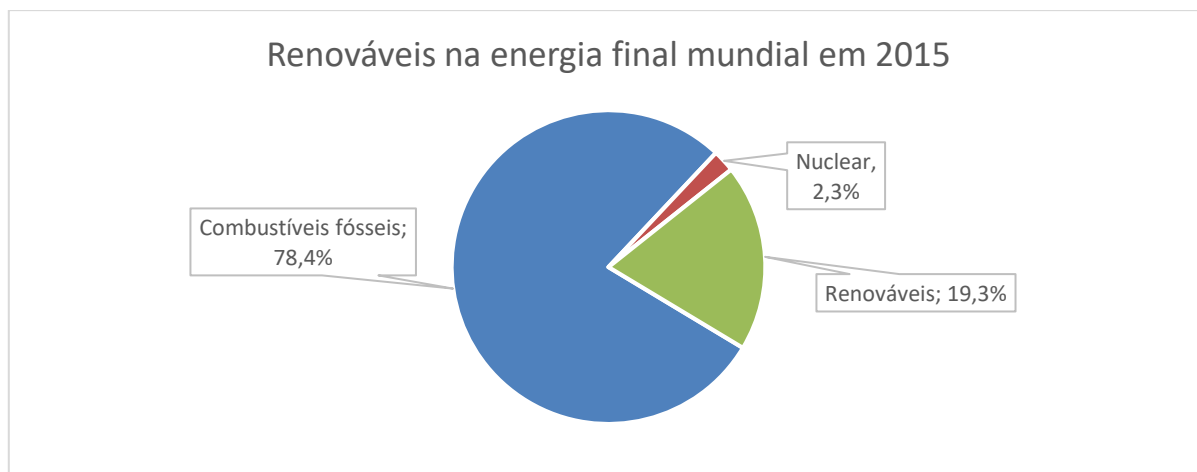


Figura A.3 - Representação das renováveis na energia final mundial em 2015 [6].

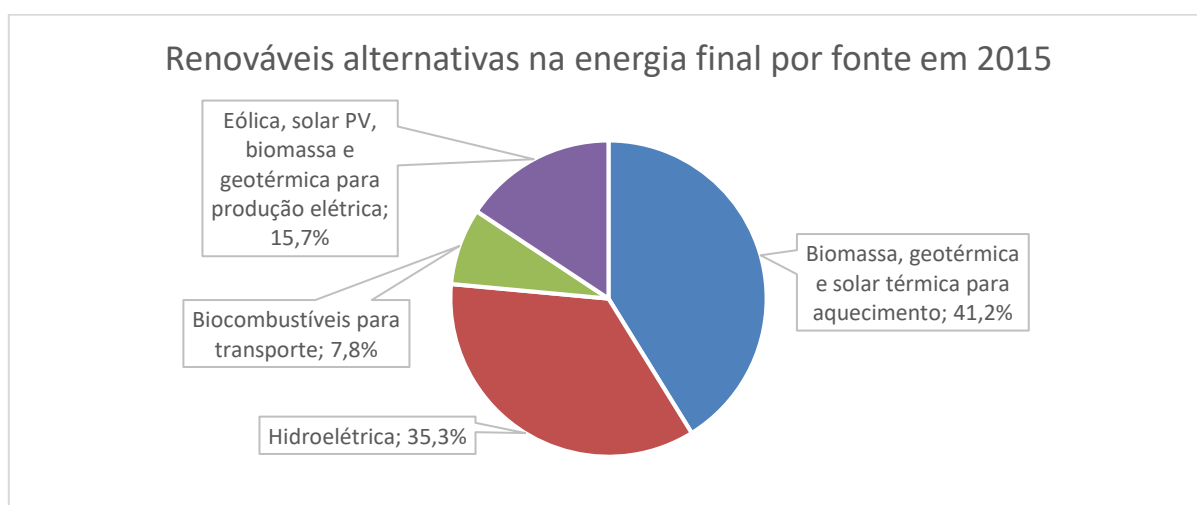


Figura A.4 - Renováveis alternativas na energia final por fonte em 2015, excluindo a energia proveniente de biomassa tradicional [6].

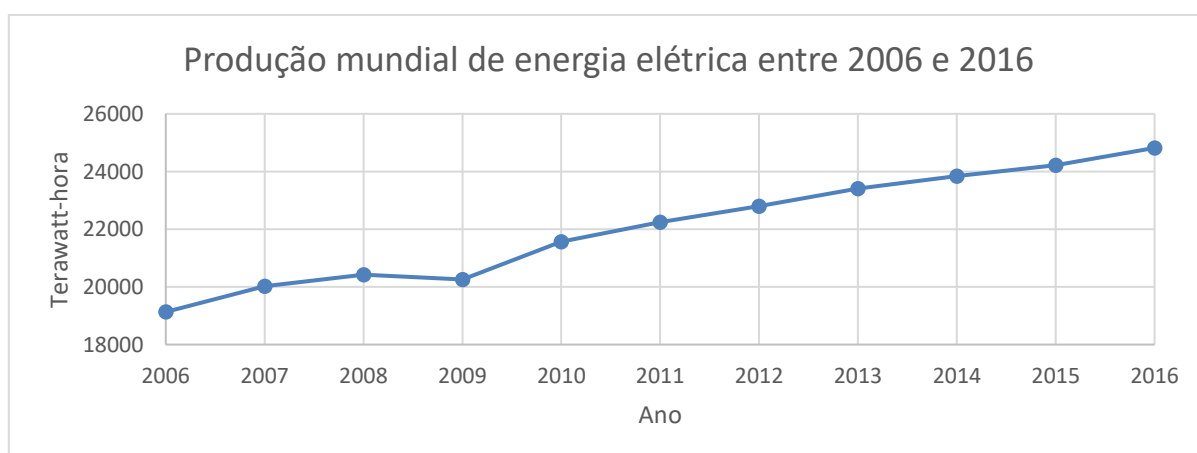


Gráfico A.4 - Produção mundial de energia elétrica entre 2006 e 2016 [2].

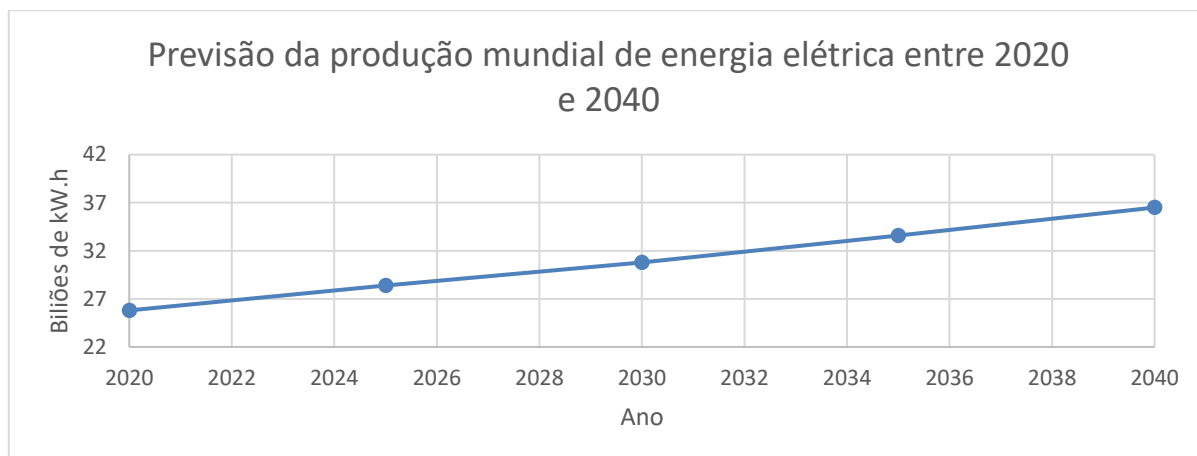


Gráfico A.5 - Previsão da produção mundial de energia elétrica entre 2020 e 2040 [9].

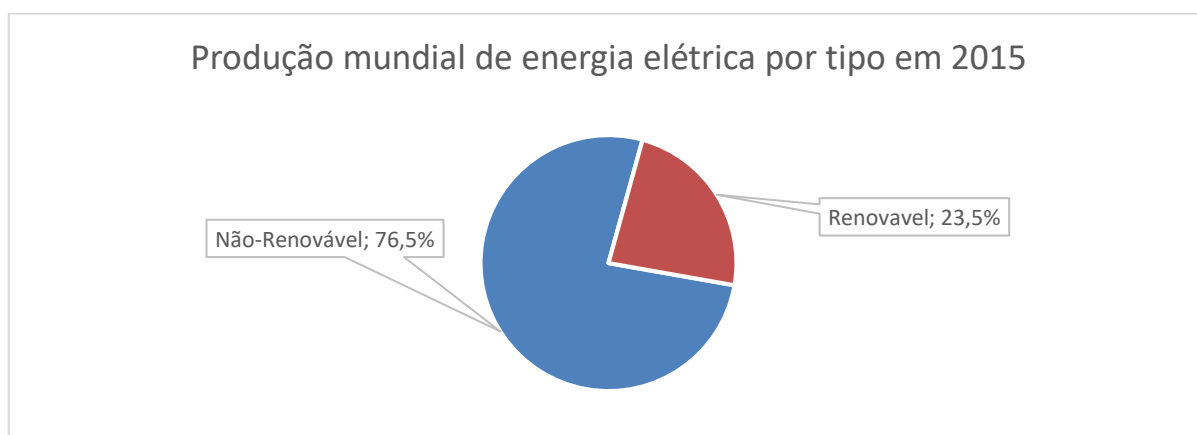


Figura A.5 - Produção mundial de energia elétrica por tipo em 2015. Total: 24100 TWh [5].

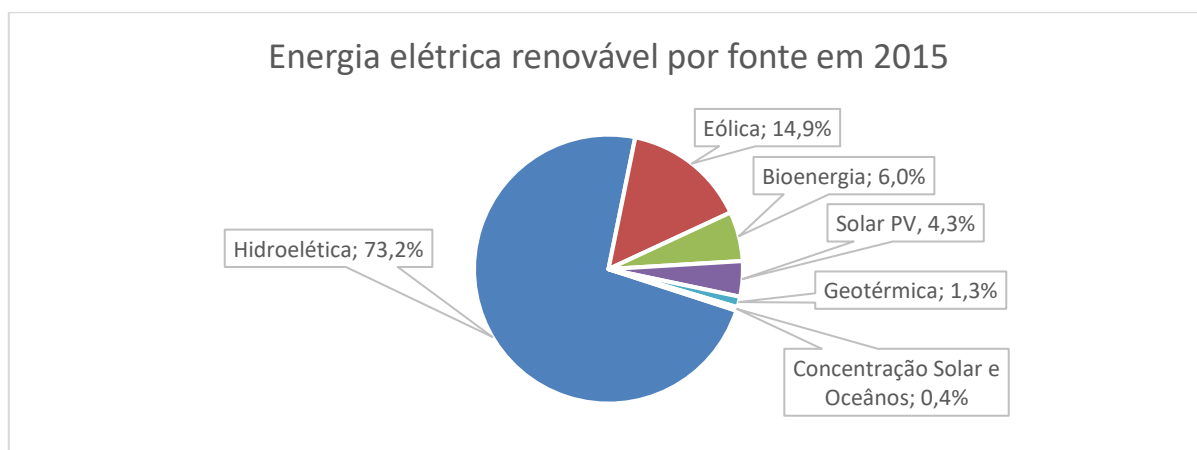


Figura A.6 - Energia elétrica renovável por fonte em 2015. Total: 5660 TWh [5].

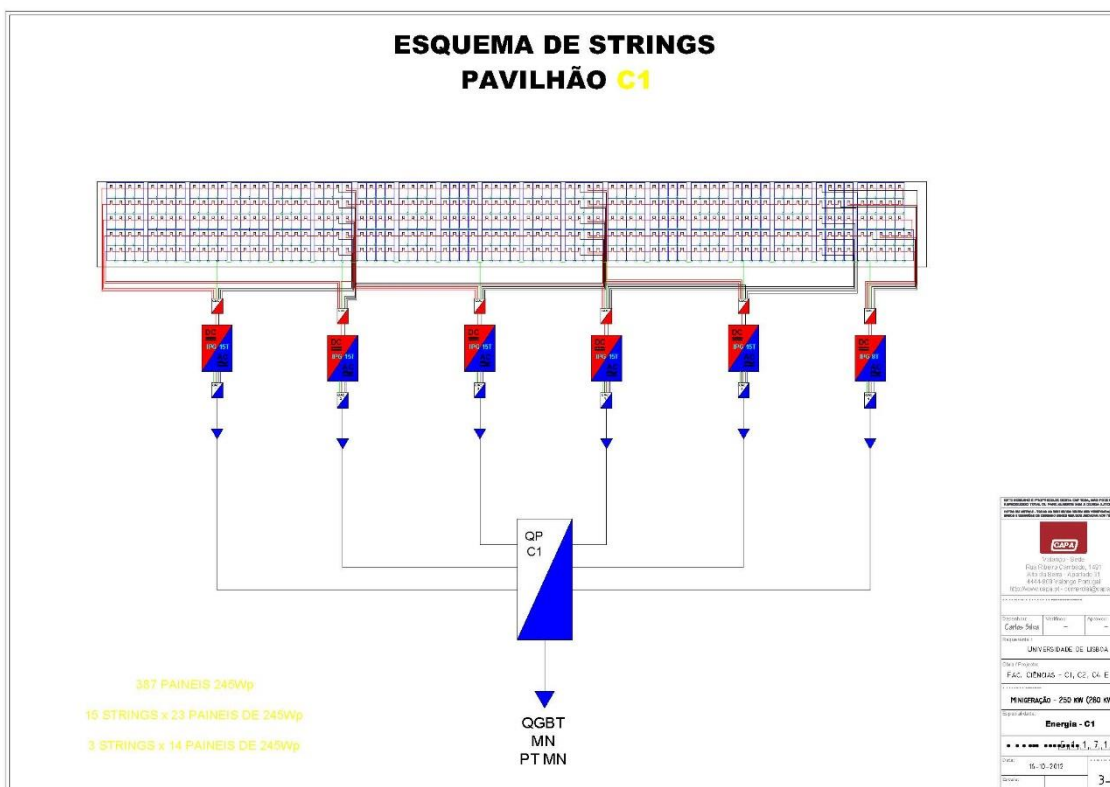
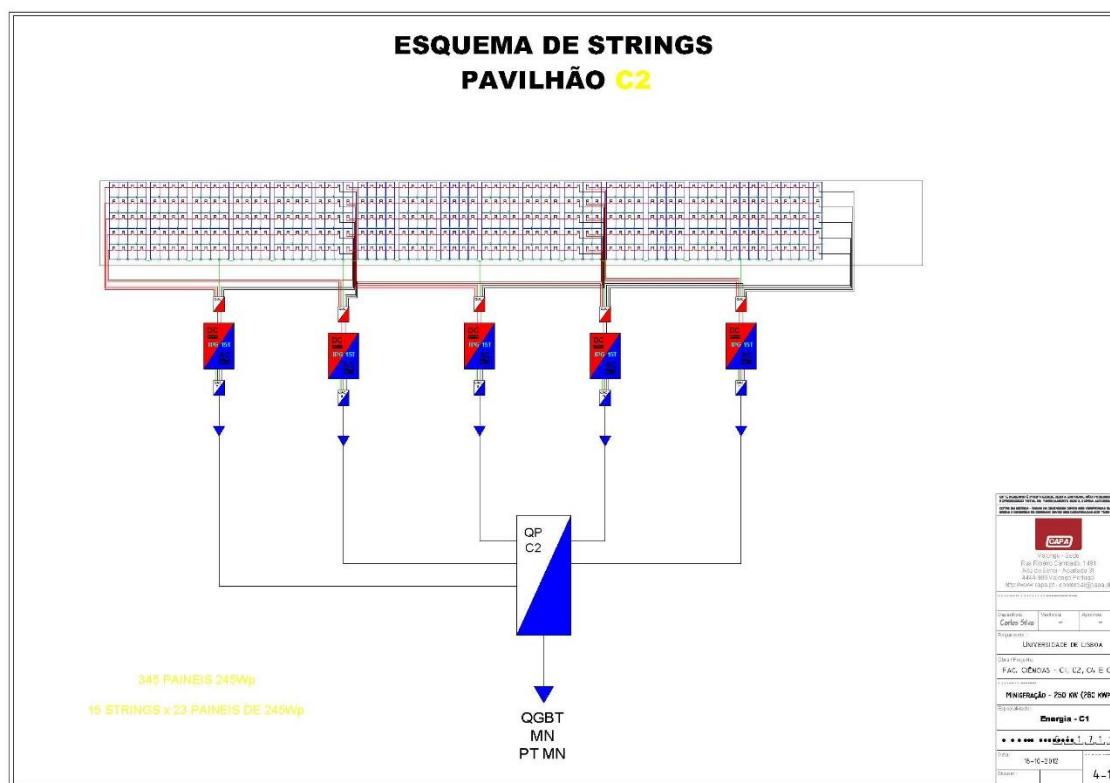
B – Listagem dos melhores módulos PV em 2018

Tabela B - Melhores módulos PV em 2018 [30].

Melhores Módulos Fotovoltaicos de 2018			
Fabricante	Intervalo de eficiência	Intervalo de coeficiente de temperatura	Tempo de garantia (anos)
Amerisolar	14.75% to 17.01%	-0.43	12
Axitec	15.37% to 17.9%	-0.44 to -0.4	12
BenQ Solar (AUO)	15.5% to 18.3%	-0.42 to -0.3	10
Boviet Solar	15.4% to 17.5%	-0.43 to -0.33	12
Canadian Solar	15.81% to 18.63%	-0.41 to -0.39	10
CentroSolar	15.3% to 17.8%	-0.44 to -0.42	10
China Sunergy	14.98% to 16.53%	-0.42 to -0.408	10
ET Solar	15.37% to 17.52%	-0.44 to -0.41	10
Flex	17.43% to 18.04%	-0.39	10
Grape Solar	16.21% to 17.64%	-0.5 to -0.4	10
Green Brilliance	14.24% to 15.58%	-0.45	5
Hanwha Q CELLS	14.7% to 19.6%	-0.42 to -0.37	12
Hanwha SolarOne	14.7% to 16.2%	-0.41	12
Heliene Inc.	15.6% to 19.3%	-0.43 to -0.39	10
Hyundai	14.2% to 18.4%	-0.45 to -0.41	5 to 10
Itek Energy	16.49% to 18.94%	-0.47 to -0.39	10 to 12
JA Solar	15.5% to 18.35%	-0.41 to -0.39	10
JinkoSolar	15.57% to 18.57%	-0.4 to -0.39	10
Kyocera	14.75% to 16.11%	-0.45	10
LG	16.8% to 21.1%	-0.42 to -0.3	12 to 25
Mission Solar	15.98% to 18.46%	-0.42 to -0.318	10
Mitsubishi Electric	16.3% to 16.9%	-0.45 to -0.44	10
Neo Solar Power	16% to 17%	-0.42	10
Panasonic	19% to 21.6%	-0.3 to -0.29	25
Peimar Group	15.4% to 18.4%	-0.45 to -0.43	20
Phono Solar	15.36% to 18.55%	-0.45 to -0.398	10
REC	14.5% to 17%	-0.4 to -0.39	10
Recom Solar	16% to 19%	-0.4 to -0.39	12
ReneSola	14.9% to 16.9%	-0.43 to -0.4	10
Renogy Solar	15.3% to 18.5%	-0.44	10
S-Energy	14.62% to 18.37%	-0.43 to -0.301	10
Seraphim	15.67% to 17.52%	-0.43 to -0.42	10
Silevo	16.9% to 18.5%	-0.27	10
Silfab	15.3% to 19%	-0.42 to -0.38	12

Solaria	18.7% to 19.4%	-0.4 to -0.39	25
Solartech Universal	17.8% to 20.2%	-0.4079 to -0.3439	12
SolarWorld	14.91% to 17.59%	-0.43 to -0.4	20
Stion	12.4% to 14%	-0.26	10
SunEdison	15.5% to 16.8%	-0.45	25
Suniva Inc	16.66% to 17.65%	-0.42	10
SunPower	16% to 22.2%	-0.38 to -0.29	25
SunSpark Technology	15.2% to 18.2%	-0.47 to -0.4	10 to 12
Talesun	16.1% to 18.2%	-0.39	10
Trina Solar Energy	15% to 18.6%	-0.41 to -0.39	10
Upsolar	16.5% to 19.4%	-0.4	12
WINAICO	16.5% to 18.9%	-0.43	15

C - Esquemas elétricos unifilares dos edifícios C1, C2 e C4



[illegible]

D – Especificações dos módulos PV

Technical Data | Photovoltaic Modules

Conergy PH 240P – 260P




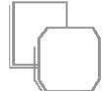

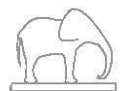



The Conergy P-series solar modules offer a high level of module output at an attractive price/performance ratio. They are equipped with efficient cells and have proven their worth in practical applications over the years. They are characterised by high yields and a long service life. Their production is certified in accordance with ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001 and meets the high quality standards of Conergy.

Benefits:

- | Attractive price/performance ratio
- | High module output
- | 25-year linear performance warranty ²
- | Positive performance tolerance of -0%/+3%



	Module type
	framed
	Nominal output
	240 W – 260 W
	No. of cells
	60
	Cell type
	polycrystalline
	Module weight
	19.5 kg
	Maximum permissible load ¹
	5,400 Pa
	Product warranty ²
	10 years



¹ In accordance with IEC 61215 Ed 2

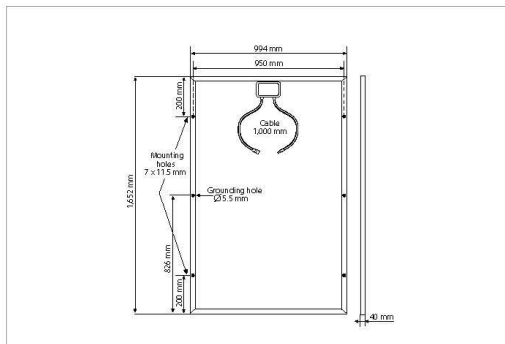
² According to Conergy Asia & ME Pte Ltd current warranty conditions



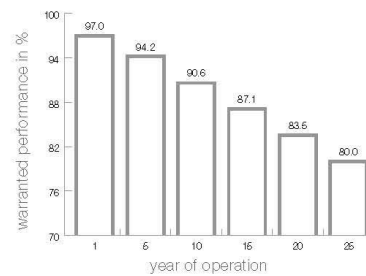
Conergy PH 240P – 260P

Mechanical specifications and additional data

Module dimensions (L × W × H) ³	1,652 × 994 × 40 mm
Cell dimensions	156 × 156 mm
No. of cells	60
Cell type	Polycrystalline cell; 3-busbar technology
NOCT ⁴	43°C ± 2°C
Maximum permissible load ⁵	5,400 Pa
Front cover type	Patterned solar glass, 3.2 mm
Junction box	NingBo Chuang Yuan PV-CY802, protection class IP 65, 51 × 120 × 26 mm
Bypass diode	12SQ045S
Cable	Xinhongye PV1-F, 2 × 1,000 mm length, 4mm ² cross section
Plug type	PV – CY01L
Frame material	Anodised aluminium
Module weight	19.5 kg
Certification	In accordance with IEC/EN 61215 Ed. 2 and IEC/EN 61730, ISO 9001:2008, ISO 14001: 2004, OHSAS 18001: 2007, MCS, UL 1703
Product warranty ⁶	10 years
Performance warranty ⁶	Linear performance warranty year 1: >97% of nominal power output year 25: >80% of nominal power output
Maximum permissible system voltage	1,000 V
Reverse current loadability (IR)	20 A
Maximum series fuse rating	15 A



Linear performance warranty for Conergy's P-series modules



³ Dimensional tolerance: ±1.3mm

⁴ Nominal operating temperature of the cell at 800W/m² irradiation, 20°C ambient temperature, wind speed of 1 m/s

⁵ In accordance with IEC 61215 Ed.2

⁶ According to Conergy Asia & ME Pte. Ltd. current warranty conditions



Conergy PH 240P – 260P

Nominal electrical ratings under standard test conditions ^{7,8}

Conergy PH	240P	245P	250P	255P	260P
Maximum power (P_{MPP})	≥240 W	≥245 W	≥250 W	≥255 W	≥260 W
Power sorting	-0%/+3%	-0%/+3%	-0%/+3%	-0%/+3%	-0%/+3%
Module efficiency	14.62%	14.90%	15.20%	15.50%	15.80%
Maximum power voltage (V_{MPP})	29.54 V	29.92 V	30.30 V	30.68 V	31.05 V
Maximum power current (I_{MPP})	8.13 A	8.20 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A
Open circuit voltage (V_{oc})	37.77 V	37.98 V	38.19 V	38.40 V	38.53 V
Short circuit current (I_{sc})	8.59 A	8.62 A	8.65 A	8.69 A	8.72 A
Temperature coefficient of P_{MPP}	-0.47%/°C	-0.47%/°C	-0.47%/°C	-0.47%/°C	-0.47%/°C
Temperature coefficient of V_{oc} , absolute	-0.130 V/°C	-0.131 V/°C	-0.131 V/°C	-0.132 V/°C	-0.133 V/°C
Temperature coefficient of V_{oc} , in percent	-0.34%/°C	-0.34%/°C	-0.34%/°C	-0.34%/°C	-0.34%/°C
Temperature coefficient of I_{sc} , absolute	4.5 mA/°C	4.5 mA/°C	4.5 mA/°C	4.5 mA/°C	4.5 mA/°C
Temperature coefficient of I_{sc} , in percent	0.05%/°C	0.05%/°C	0.05%/°C	0.05%/°C	0.05%/°C

Nominal electrical ratings at 800 W/m², NOCT and AM 1.5 ⁸

Conergy PH	240P	245P	250P	255P	260P
Maximum power (P_{MPP})	180.00 W	183.80 W	187.50 W	191.30 W	195.00 W
Open circuit voltage (V_{oc})	34.50 V	34.70 V	34.89 V	35.08 V	35.20 V
Short circuit current (I_{sc})	7.23 A	7.26 A	7.28 A	7.32 A	7.34 A
Maximum power voltage (V_{MPP})	26.75 V	27.06 V	27.37 V	27.73 V	28.08 V
Maximum power current (I_{MPP})	6.73 A	6.79 A	6.85 A	6.90 A	6.95 A

⁷ Standard test conditions defined as follows: 1,000 W/m² radiant power at a spectral density of AM 1.5 and a cell temperature of 25°C
⁸ Measurement uncertainty: +/-3%; Tolerance for V_{oc} , I_{sc} , V_{MPP} and I_{MPP} : +/-10%

E - Especificações dos inversores

Technical Data | String inverters

NE International GmbH

Hansaring 6, 49504 Lotte

Tel (+49) 541-200 79 610

Fax (+49) 541-200 79 608

E-Mail info@ne-international.de

www.ne-international.de



Conergy IPG T series

Power³ – the three-phase string inverters for feeding grid-connected photovoltaics systems are the right choice for medium-sized systems. The Conergy IPG T series is available in performance classes of 8, 11 and 15 kW and can be used with all current module types and in combination with the Conergy IPG S series string inverters. Outstanding peak efficiency factors, patented technology and high-quality workmanship make them a reliable choice for permanently high system yields. This is ideally complemented by simple operation and comprehensive warranty and servicing options.



Extremely efficient operation:

- | Peak efficiency factor of 98% for highest possible yields
- | Split second MPP tracking for variable light conditions
- | Optimum energy yield even in low light

Safety over a long service life:

- | Comprehensive five-year warranty
- | Warranty extension possible for full investment security
- | Efficient cooling with innovative PowerCool technology

Flexible planning:

- | Extremely flexible for nearly all system configurations and module types
- | Any desired combination of different performance classes
- | Three-phase design rules out unbalanced grid loads

Easy to install:

- | Minimal space requirements and short mounting times in comparison with several single-phase systems
- | Internal and external mounting possible
- | Unique, optional Conergy Service Tool for measuring and displaying the U/I characteristic curve



Power³

Conergy IPG T string inverters supply the same output in all three phases and therefore avoid unbalanced loads on the grid. This allows for flexible and simple planning and installation.

Top performance in the Conergy solar energy system

Optimally coordinated components for increased safety and permanently high yields:

- | Conergy PowerPlus solar modules
- | Conergy VisionBox – easy system monitoring
- | Mounting system for roof and open areas



Made in Germany

Conergy develops and produces all inverters in Germany – according to uniform specifications, the highest standards and in certified processes.



Recommended for solar energy systems of 100 kW or higher:



Conergy IPG 8 T



Conergy IPG 11 T



Conergy IPG 15 T

Conergy IPG T series

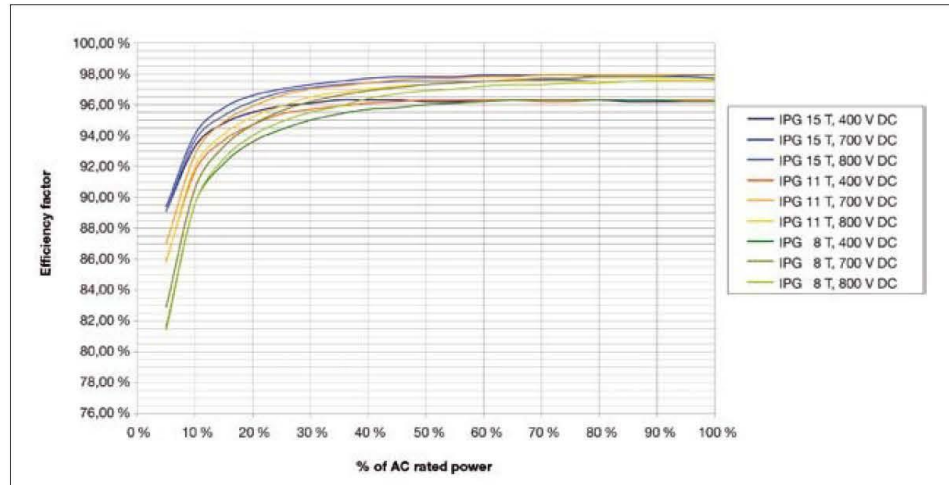
Conergy IPG T series	IPG 8 T	IPG 11 T	IPG 15 T
Input side (PV-Generator)			
Recommended solar generator connected load (STC)	8.7 kW	12 kW	16.3 kW
Maximum input voltage ($V_{dc,max}$)	1000 V	1000 V	1000 V
Minimum input voltage ($V_{dc,min}$)	350 V	400 V	450 V
Start-up input voltage ($V_{dc,start}$)	300 V	300 V	300 V
Rated input voltage ($V_{dc,r}$)	700 V	700 V	700 V
Maximum MPP voltage ($V_{mpp,max}$)	800 V	800 V	800 V
Minimum MPP voltage ($V_{mpp,min}$)	350 V	400 V	450 V
Maximum input current ($I_{dc,max}$)	25 A	30 A	35 A
Start-up power	40 W _{dc}	40 W _{dc}	40 W _{dc}
MPP-tracker	1	1	1
DC input	Connector, MCIV-compatible (4 mm ² and 6 mm ² included in delivery, max. 10 mm ² possible)		
Number of DC inputs	3	3	3
MPP accuracy	> 99 %	> 99 %	> 99 %
Output side (Grid connection)			
Rated grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	400 V	400 V
Maximum grid voltage L-N ($V_{ac,max}$) *	264.5 V	264.5 V	264.5 V
Minimum grid voltage L-N ($V_{ac,min}$) *	184 V	184 V	184 V
Maximum output current ($I_{ac,max}$)	14.5 A	20 A	22 A
Rated power ($P_{ac,r}$)	8 kW	11 kW	15 kW
Maximum power ($P_{ac,max}$)	8 kW	11 kW	15 kW
Rated frequency (f_i)	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Maximum frequency (f_{max}) *	50.2 Hz	50.2 Hz	50.2 Hz
Minimum frequency (f_{min}) *	47.5 Hz	47.5 Hz	47.5 Hz
Cos Phi	1	1	1
Required grid type	TN grid/TT grid	TN grid/TT grid	TN grid/TT grid
Output current distortion (at rated power)	≤ 3 %	≤ 3 %	≤ 3 %
Output terminals	Connector included in delivery (flexible cable with a maxium of 10 mm ² in diameter)		
Feed in type	Three-phase	Three-phase	Three-phase
Displacement factor cos Phi adjustable from/to	0.7 under-excited to 0.7 over-excited	0.7 under-excited to 0.7 over-excited	0.7 under-excited to 0.7 over-excited
Stand-by consumption/nighttime consumption	0.6 W	0.6 W	0.6 W
Efficiency factor			
Maximum efficiency factor	98.0 %	98.0 %	98.0 %
European efficiency factor	96.4 %	97.0 %	97.4 %
Cooling			
Cooling type	Conergy PowerCool		

Conergy IPG T series	IPG 8 T	IPG 11 T	IPG 15 T
Environment requirements			
Ambient temperature	–20°C/+60°C	–20°C/+60°C	–20°C/+60°C
Maximum temperature for lasting rated power	+50°C	+50°C	+50°C
Relative humidity (not-condensing)	0 – 95 %	0 – 95 %	0 – 95 %
Installation altitude	≤ 2000 m	≤ 2000 m	≤ 2000 m
Site of installation	indoor/outdoor	indoor/outdoor	indoor/outdoor
Protection/Safety			
Protection type	IP 65		
Protection class	Class I, according to IEC 62103		
Ground fault monitoring	Yes (isolation measurement + RCD type B)		
Over load behaviour	Working point adjustment		
Over temperature behaviour	Derating		
Surge protection PV input	Varistors (Overload protection type 3)		
Surge protection AC output	Varistors (Overload protection type 3)		
Leakage current switch type B integrated	Yes		
DC switch disconnecter	Yes		
Grid monitoring			
Delay time after grid failure *	60 seconds		
Trip time *	< 200 milliseconds		
Grid monitoring meets the requirements	VDE 0126-1-1 Germany, France, Greece, Benelux, Czech Republic, Bulgaria, Slovakia; RD 1663 Spain; DK 5940 Italy; EN 50438 Poland, Portugal, Netherlands; ÖNORM/ÖVE Austria; others on demand		
Dimensions/Weight			
Dimensions in mm (W x H x D)	510 x 790 x 245		
Installation weight	44 kg		
Conformity			
Transient emissions (EMC)	DIN EN 61000-6-3:2007-09		
Interference resistance (EMV)	DIN EN 61000-6-2:2006-03		
Grid quality	IEC 61000-3-2/-3-12 (harmonics); IEC 61000-3-3/-3-11 (flicker)		
Equipment reliability	IEC 62109-1:2003, IEC 62109-2:2005, IEC 62103:2003 and DIN EN 50178:1998		
CE conformity	Yes		
GS approval	Yes		
Conformity of EEG 2009 § 6,1	Yes		
Conformity of Medium Voltage Directive (BDEW) of June 2008 and appendix January 2009	Yes, from entry into force		
Other			
Display	LCD		
Communication interface	CAN		
Topology	Transformerless		
Warranty	5 Years, optional prolongable		

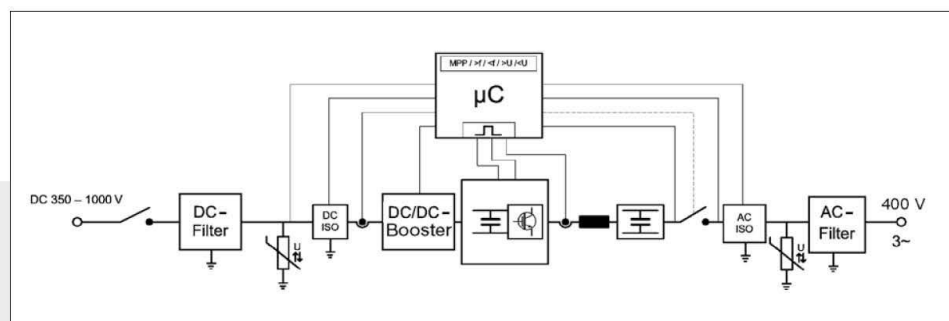
* Values for Germany; values vary according to country setting.

Conergy IPG T series

Efficiency curves with different input voltages



Internal layout



Comparison of solar generator terminal voltages at different input voltages

SG-voltage V_{SG}	V_{+SG}	V_{-SG}
350 V	+350 V	about 0 V
500 V	+350 V	-150 V
650 V	+350 V	-300 V
750 V	+375 V	-375 V
800 V	+400 V	-400 V

www.conergy.com

Supplier:

NE International GmbH

Hansaring 6, 49504 Lotte

Tel (+49) 541-200 79 610

Fax (+49) 541-200 79 608

E-Mail info@ne-international.de

www.ne-international.de



F - Horas diárias a que as secções estão sujeitas a sombreamentos parciais

Janeiro

C1

Sombreamento parcial nas secções I, II, III, e IV das 08:00 às 09:19.

Sombreamento parcial na secção V das 08:59 às 09:19.

C4

Sombreamento parcial na secção V das 08:00 às 08:30.

Sombreamento parcial na secção I das 08:29 às 10:33.

Sombreamento parcial na secção IV das 08:30 às 09:02.

Sombreamento parcial nas secções II e III das 08:37 às 09:03.

Fevereiro

C1

Sombreamento parcial nas secções I, II e III das 07:47 às 08:59.

Sombreamento parcial na secção IV das 08:34 às 08:51.

C4

Sombreamento parcial na secção V das 07:47 às 08:11.

Sombreamento parcial na secção I das 08:11 às 09:47.

Sombreamento parcial na secção IV das 08:11 às 08:37.

Sombreamento parcial nas secções II e III das 08:17 às 08:38.

Março

C1

Sombreamento parcial na secção I das 07:24 às 07:57.

C4

Sombreamento parcial na secção V das 07:13 às 07:30.

Sombreamento parcial na secção IV das 07:29 às 07:47.

Sombreamento parcial na secção I das 07:29 às 08:35.

Sombreamento parcial nas secções II e III das 07:33 às 07:48.

Abril

C4

Sombreamento parcial na secção I das 06:53 às 07:51.

Mai

C4

Sombreamento parcial na secção I das 06:43 às 07:26.

Junho

C4

Sombreamento parcial na secção I das 06:46 às 07:35.

Julho

C4

Sombreamento parcial na secção I das 06:51 às 07:30.

Agosto

C4

Sombreamento parcial na secção I das 06:56 às 07:34.

Setembro

C4

Sombreamento parcial na secção I das 06:44 às 07:46.

Outubro

C4

Sombreamento parcial na secção IV das 06:37 às 07:05.

Sombreamento parcial na secção V das 06:41 às 06:50.

Sombreamento parcial na secção I das 06:50 às 07:45.

Sombreamento parcial nas secções II e III das 06:53 às 07:06.

Novembro

C1

Sombreamento parcial nas secções I, II e III das 07:08 às 08:06.

C4

Sombreamento parcial na secção V das 07:08 às 07:30.

Sombreamento parcial na secção IV das 07:30 às 07:53.

Sombreamento parcial na secção I das 07:30 às 08:57.

Sombreamento parcial nas secções II e III das 07:35 às 07:54.

Dezembro

C1

Sombreamento parcial na secção III das 07:41 às 08:57.

Sombreamento parcial nas secções I e II das 08:08 às 08:57.

Sombreamento parcial na secção IV das 07:49 às 08:57.

Sombreamento parcial na secção V das 08:49 às 08:57.

C4

Sombreamento parcial na secção V das 07:41 às 08:09.

Sombreamento parcial na secção I das 08:09 às 10:07.

Sombreamento parcial na secção IV das 08:10 às 08:40.

Sombreamento parcial nas secções II e III das 08:17 às 08:41.